FIFTEEN YEAR LOAD FORECAST

1987 - 2002

THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

STRATEGIC DEVELOPMENT

JUNE 1987

TABLE OF CONTENTS

		PAGE
	INTRODUCTION	i
1.0	LOAD FORECAST 1987 TO 2002	1
1.1	Forecast Summary	1
1.2	Forecast Methodology	8
1.3	Residential Classification	10
1.3.1	Number of Residential Customers	10
1.3.2	Average Energy Use Per Residential Customer	11
1.3.3	Forecast of Residential Requirements	12
1.4	General Service Classification	15
1.4.1	Forecast of General Service Requirements	16
1.5	Street Light Classification	18
1.5.1	Forecast of Street Light Requirements	18
1.6	Industrial Distribution Classification	20
1.6.1	Forecast of Industrial Distribution Requirements	22
1.7	Wholesale (Electricity for Resale) Classification	23
1.7.1	Forecast of Wholesale Requirements	23
1.8	Industrial Transmission Classification	24
1.8.1	Firm Sales	25
1.8.2	Non-Firm Sales	26
1.8.3	Forecast of Industrial Transmission Requirements	26
2.0	OVERALL FORECAST RESULTS	28
2.1	General	28
2.2	Monthly Sales	28
2.3	Monthly Supply	33
2.4	Monthly Peak Hour Demand	34
3.0	FORECAST VARIATIONS	35
3.1	Background	35
3.2	Forecast Range	36

TABLE OF CONTENTS (continued)

APPENDIX		PAGE
A	Number of Customers	A1
B	Energy Use per Customer	B1
C	Off-Oil Conversions	C1
D	General Service Forecast Model	D1
E	Pulp and Paper Industry	E1
F	Mining Industry	F1

LIST OF TABLES

TABLE		PAGE
1	Forecast Summary	1
2	1986 and 1987 Energy Forecasts	2
3	1986 and 1987 Peak Hour Demand Forecasts	2
4	1987 Energy and Peak Demand Forecast	5
5	Residential Energy Requirements	13
6	General Service Energy Requirements	16
7	Street Light Energy Requirements	19
8	Industrial Distribution Energy Requirements	22
9	Wholesale (Electricity for Resale) Energy Requirements	23
10	Industrial Transmission Energy Requirements	27
11	Annual Energy, Peak Hour Demand and Load Factors	30
12	Forecast Growth Summary	32
13	System Net Monthly Energy	33
14	System Net Monthly Peak Hour Demand	34
15	Sensitivity to Specific Forecast Inputs	38
16	Impact of ± 0.5% Growth on Forecast	39
A1	Population and Households History and Forecast	A3
A2	Total Residential Customers	A4
B1	Residential End-Use Estimates (1986/87)	B3
B2	Residential End-Use Estimates (2001/02)	B3
C1	Electric Space Heating Conversions History and Forecast	C3

LIST OF FIGURES

FIGURE		PAGE
1	Energy Supply History and Forecast	6
2	Annual Peak Hour Demand History and Forecast	6
3	In-Province Sales and Supply	7
4	Energy Sales by Customer Classification (1986/87)	8
5	Forecast Methodology	9
6	Residential Sales per Year-Round Customer	14
7	General Service Sales per Person	17
8	Historical Relationship Industrial Distribution Sales	21
9	Industrial Distribution Sales and Economic Growth	21
10	Industrial Transmission Sales by Industry Groups	24
11	Energy Supply and History Forecast	31
12	Annual Peak Hour Demand History and Forecast	31
13	In-Province Sales and Supply	32
C.1	Space Heating Costs	C2
C.2	Residential Space Heating Energy Sources	C2
D1	Per Capita General Service Sales and Real Personal Disposable Income Per Capita	D1
D2	Real Personal Disposable Income and Gross Domestic Provincial Product	D2

INTRODUCTION

In an electric utility the Load Forecast constitutes the starting point of much of the planning activity. This document presents a fifteen year forecast of the electric requirements of the in-province customers of The New Brunswick Electric Power Commission (NB Power). This 1987 Load Forecast replaces the forecast prepared in April 1986.

The load forecast is prepared each year based on a cause and effect analysis of past loads, combined with data gathered through customer surveys and an assessment of economic, demographic, technological and other factors which affect the utilization of electrical energy.

In addition to the forecast requirements of each sales classification and total energy supply by month, this document includes a forecast of the monthly peak hour demand (the maximum amount of energy required in a one hour period). The forecast results are used in the overall short and long term planning, particularly the financial and facilities planning.

The actual experience is likely to differ from the forecast and such differences are likely to be larger in the later years. Variations from the forecast can significantly affect the future financial and facilities requirements. Therefore this document includes a forecast range which provides a sensitivity of the forecast to various input parameters and their resulting impact on the final results.

LOAD FORECAST

1987 TO 2002

1.0 LOAD FORECAST - 1987 TO 2002

1.1 Forecast Summary

Over the fifteen year period, from the fiscal year [1] 1986/87 to 2001/02 the electrical energy requirements of NB Power's in-province customers are forecast to increase from 11,199 GW.h to 17,301 GW.h; an average increase of 2.9% per year. The peak hour demand related to the energy supply is forecast to increase by 1211 MW from the 2110 MW level in January 1987 to 3321 MW in January 2002; an average increase of 3.1% per year (see Table 1 below).

TABLE 1

FORECAST SUMMARY

FISCAL YEAR	ENERGY SUPPLY (GW.h)	ANNUAL GROWTH * GW.h	%	PEAK DEMAND (MW)	ANNUAL GROWTH * MW	%
1986/87 (ACTUAL)	11199			2110		
1991/92 (5th YEAR)	13560	472	3.9	2587	95	4.2
1996/97 (10th YEAR)	15584	438	3.4	2998	89	3.6
2001/02 (15th YEAR)	17301	407	2.9	3321	81	3.1

* Average annual increase from the fiscal year 1986/87.

In the fiscal year 1986/87 the actual electrical requirements were 288 GW.h (2.6%) and 39 MW (1.8%) higher than the 1986 forecast. This difference is reflected in the 1987 forecast which is higher than the 1986 forecast in all years (see Tables 2 & 3). The difference is 745 GW.h (5.8%) and 149 MW (6.1%) in the fifth year of the forecast, i.e. fiscal 1991/92. By the year 2000/01, the latest comparable period, the 1987 forecast is 1099 GW.h (237 MW) or some 7% higher than the 1986 forecast. In effect, this 1987 load forecast represents an almost two year advancement of the 1986 load forecast by the fiscal year 1991/92 and a three year advancement by the fiscal year 2000/01.

---

(1) The fiscal year is from April 1 to March 31.

TABLE 2

1986 AND 1987 ENERGY FORECASTS

FISCAL YEAR	ENERGY (GW.h) 1986 FORECAST	1987 FORECAST	DIFFERENCE GW.H	%
1986/87	10911	11199 (Actual)	288	2.6
1991/92	12815	13560	745	5.8
1996/97	14560	15584	1024	7.0
2000/01	15875	16974	1099	6.9

TABLE 3

1986 AND 1987 PEAK HOUR DEMAND FORECASTS

FISCAL YEAR	PEAK ONE HOUR DEMAND (MW) 1986 FORECAST	1987 FORECAST	DIFFERENCE MW	%
1986/87	2071	2110 (Actual)	39	1.8
1991/92	2438	2587	149	6.1
1996/97	2776	2998	222	8.0
2000/01	3025	3262	237	7.8

The change from the 1986 forecast reflects higher than forecast sales for all customer classifications in the fiscal year 1986/87 and the strong indications of further increases particularly in the next five years. The factors contributing to the forecast growth for the three main customer classifications, ie. Residential, General Service and Industrial, are outlined in this section.

Residential:

The sales are forecast to increase on average by 2.8% (123 GW.h.) per year, reflecting the combined effect of 44,000 additional customers, 52,000 conversions to electric space heating and provisions for conservation and shift to more energy efficient appliances.

The 44,000 increase in the number of customers (average of 3,000 per year), is based on a population increase averaging 4,000 per year (from 712,900 in 1986 to 772,200 by 2001) and the forecast decline in the number of people per customer from the current level of 2.90 to 2.67 by the end of the forecast period. Statistics Canada prepared the population forecast for NB Power using their most likely projection of fertility and mortality rates and NB Power specified assumption of zero net inter-provincial migration in the long run (Appendix A).

The forecast of 52,000 conversions (average of 3,500 per year) was prepared in conjunction with the Marketing Division, based on the results of a 1987 customer survey designed to assess conversion intentions of NB Power Residential customers.

Provisions for conservation and energy efficient appliances include: a 0.5% annual decline in space heating energy requirements and 2% annual decline in energy use for cooking to reflect the increasing use of microwave ovens (Appendix B).

General Service:

The forecast of 3.6% (86 GW.h) average annual increase is based on a model which correlates the requirements of General Service customers to personal disposable income. The effect of increased use of electricity for space conditioning and the increasing use of computers and other office automation equipment on General Service sales is reflected in the model through the relationship between KW.h per person and the real personal disposable income per person (Appendix D).

Industrial:

The forecast of 3.0% and 2.7% average annual increases in Industrial Distribution and Industrial Transmission sales respectively include the effects of: increased requirements of the existing industry, prospects for further product processing in the pulp & paper industry, potential development of new mines and the application of new technologies, particularly for drying lumber, pulp and paper.

Nearly one-third of the annual increase in industrial sales is based on a probabilistic assessment of known new loads. Another third of the forecast increase reflects the potential for increased production by existing customers and provision for unknown loads (industries). The remaining increase to industry reflects the potential application of new technologies which will replace other energy sources in use now. Examples of new technologies include heat pumps, plasma torches, microwave drying processes.

Overall Results:

The overall results of the 1987 Energy and Peak Demand forecasts are shown in Table 4. Figures 1 and 2 show the historical and forecast trend for Energy and Peak Demand respectively. Figure 3 shows the history and forecast of sales by customer classification and the total in-province energy supply.

TABLE 4

1987 ENERGY AND PEAK DEMAND FORECAST

FISCAL YEAR	ENERGY SUPPLY TOTAL (GW.h)	ENERGY SUPPLY ANNUAL GROWTH (%)	PEAK DEMAND MAXIMUM (MW)	PEAK DEMAND ANNUAL GROWTH (%)
1986/87 (Actual)	11199	9.2	2110	5.4
1987/88	11701	4.5	2232	5.8
1988/89	12123	3.6	2321	4.0
1989/90	12581	3.8	2410	3.8
1990/91	13050	3.7	2501	3.8
1991/92	13560	3.9	2587	3.4
1992/93	13975	3.1	2675	3.4
1993/94	14383	2.9	2767	3.1
1994/95	14788	2.8	2839	3.0
1995/96	15189	2.7	2920	2.9
1996/97	15584	2.6	2998	2.7
1997/98	15973	2.5	3079	2.7
1998/99	16319	2.2	3144	2.1
1999/00	16649	2.0	3204	1.9
2000/01	16974	2.0	3262	1.8
2001/02	17301	1.9	3321	1.8

FIGURE 1
ENERGY SUPPLY (GWH)
HISTORY AND FORECAST

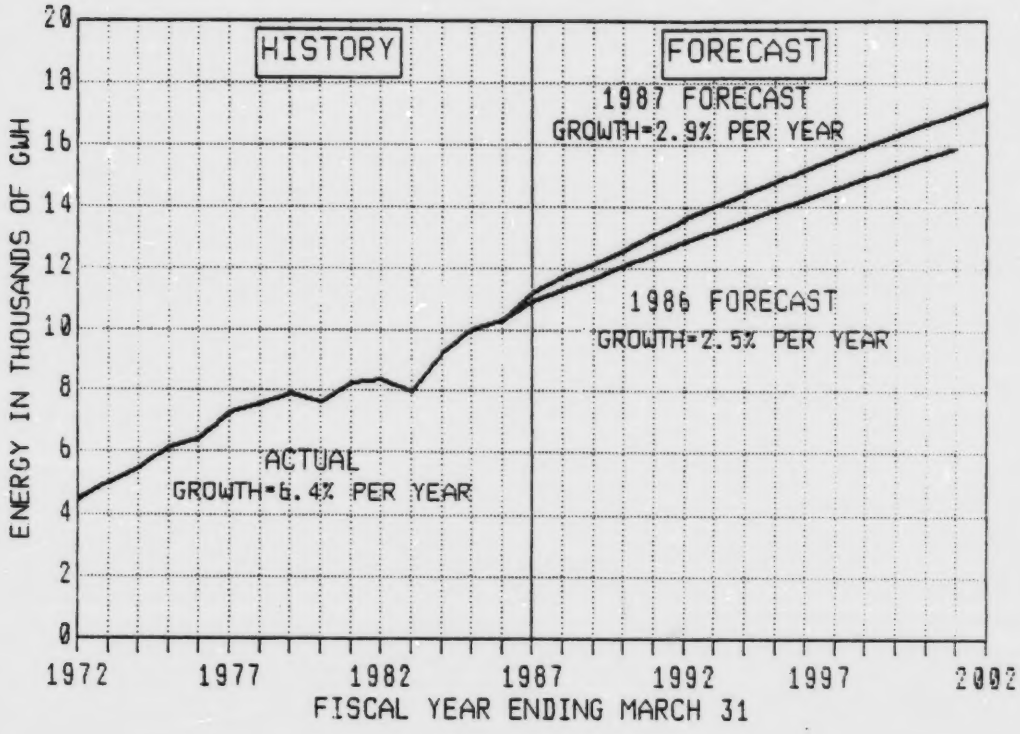


FIGURE 2
ANNUAL PEAK HOUR DEMAND (MW)
HISTORY AND FORECAST

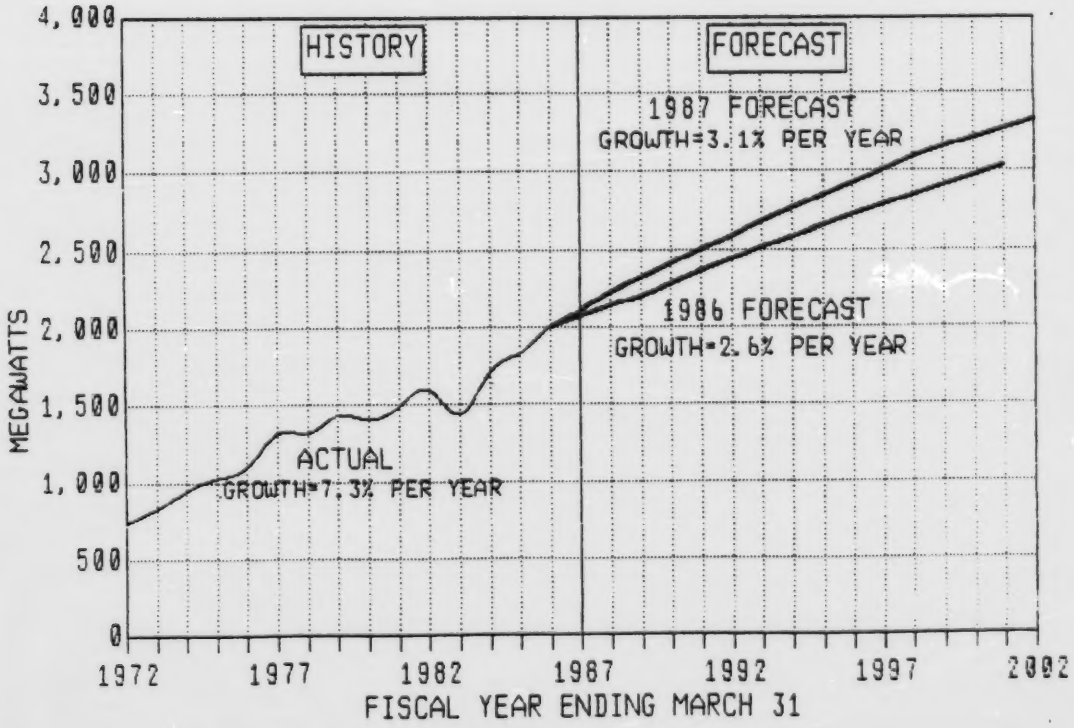
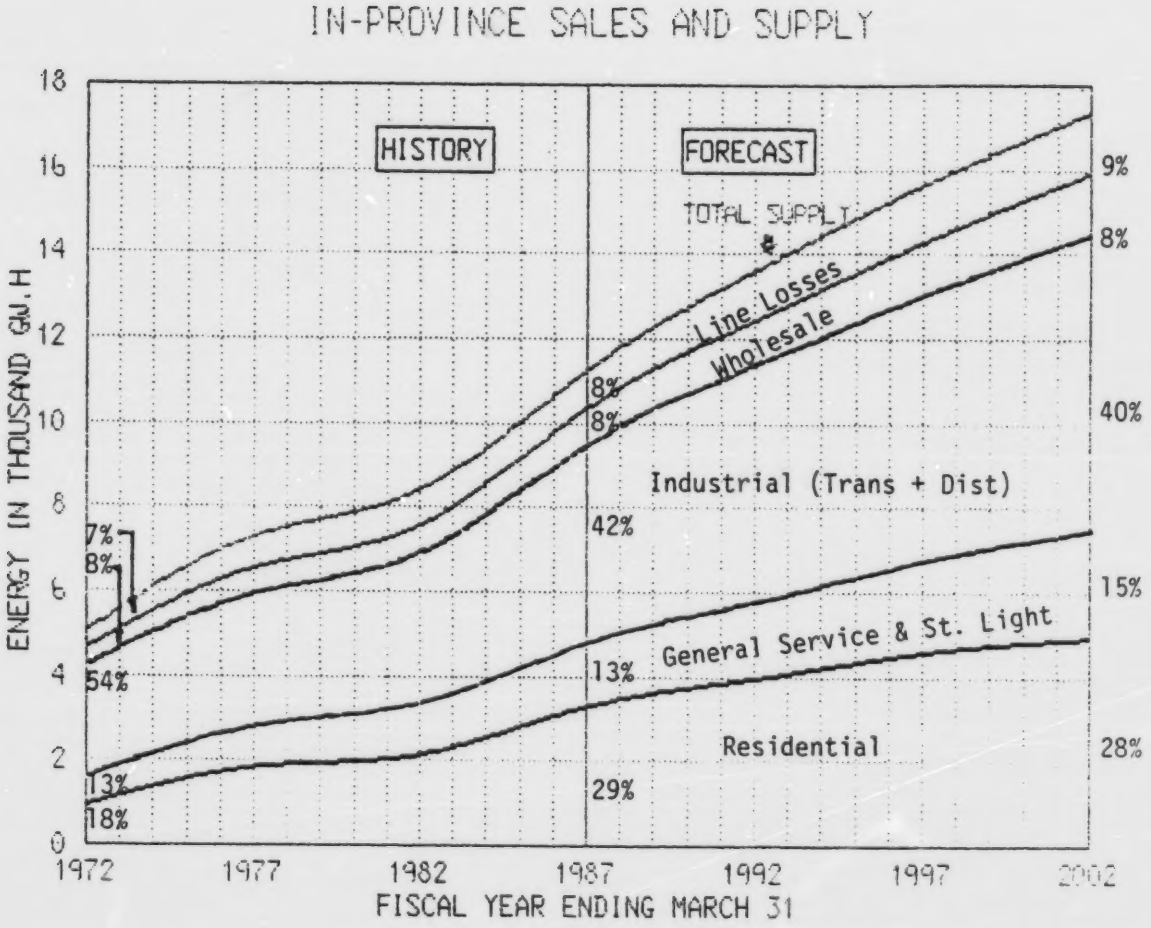


FIGURE 3



Note: The percent (%) data indicates share of total energy supply.

1.2 Forecast Methodology

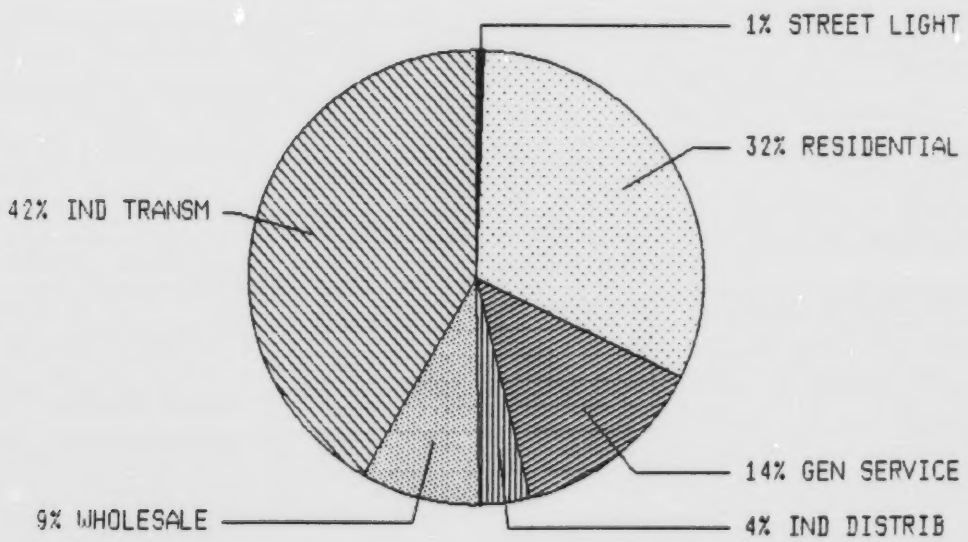
For the purpose of forecasting, electrical use in New Brunswick can be classified into three main groups: Residential, General Service and Industrial. This grouping reflects similarity of loads in each of the groups and the common factors which influence their electrical requirements.

Residential classification includes year-round and seasonal households, churches and farms. General Service classification is made up of mostly commercial and institutional establishments. Industrial classification is primarily for customers involved in manufacturing and processing of goods or for the extraction of raw material.

To facilitate the use of the Load Forecast for facility planning and revenue projection, it is broken down into six customer classifications; Residential, General Service, Street Lights, Industrial Distribution, Industrial Transmission and Wholesale (the sales to preceding classifications by the municipal utilities of Saint John and Edmundston). The relative magnitude of the sales to each of the six classifications is shown in the following pie-chart (Figure 4) and followed by an outline of the forecast methodology in Figure 5.

FIGURE 4

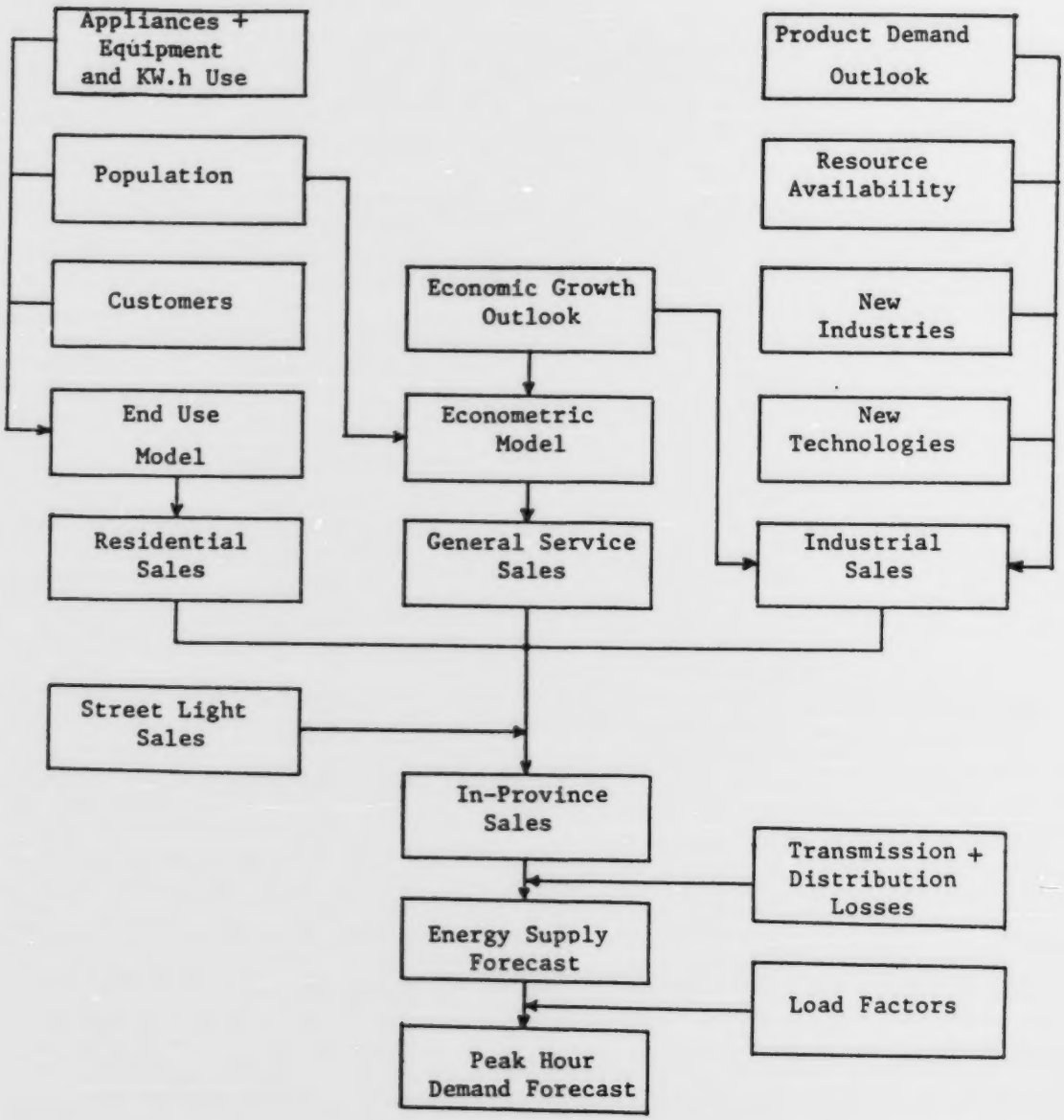
ENERGY SALES BY CUSTOMER CLASSIFICATIONS
FISCAL YEAR 1986/87



TOTAL SALES: 10,303 GWHS.

FORECAST METHODOLOGY

Figure 5



1.3 RESIDENTIAL CLASSIFICATION

The key factors that affect Residential electrical energy requirements are the number of households (occupied dwellings) and their use of electricity for household applications, particularly space and water heating. Sales to farms and churches which amount to some 3% of the total Residential sale are included in this classification. Also included is electrical use by seasonal customers (summer cottages), which amounts to less than 1% of the total Residential sales.

The Residential forecast is based on a model which can be simply stated as:

ENERGY (KW.h) = Number of year round customers
x average energy use per customer

For the year-round customers (households, farms and churches), which account for 99% of Residential sales, the model inputs are based on detailed analysis of past and current trends and collection of data through customer surveys. Forecast of sales to seasonal customers (1% of Residential sales) is based on extrapolation of recent trends.

1.3.1 Number of Residential Customers

At the end of March 1987 there were 261,138 Residential customers in New Brunswick; 245,500 year-round and 15,638 seasonals. Of the year-round customers 213,000 were served directly by NB Power and the remaining 32,500 by the municipal utilities in Saint John and Edmundston. In the past fifteen years the increases in year-round Residential customers have averaged 2.8% (5,500) per year. This growth rate is more than three times the 0.8% average annual increase in population, reflecting the decline in the average number of people per customer from 3.90 to 2.90.

Over the next fifteen years the Residential year-round customers are forecast to increase by an average of 3000 per year, reflecting population growth forecast of 0.5% per year and relative stabilization in the number of persons per customer forecast to change from 2.90 to 2.67. The population

growth forecast is slower than historical experience reflecting a decline in fertility and mortality rates. The relative stability of persons per customer reflects recent trends and changing demographics (see Appendix A for more details).

The number of seasonal customers has increased by an average of 275 per year in the last fifteen years. Forecast increase of 200 seasonal customers per year reflects the trend in the past five years.

1.3.2 Average Energy Use Per Residential Customer

Average energy requirement of a year-round Residential customer is a function of the electrical appliances and the extent to which they are utilized. Over the past fifteen years the average annual use for year-round Residential customer has increased from 5640 KW.h to 14,800 KW.h; an average annual increase of 6.7%. This change reflects increasing saturation of electrical appliances including the electric space and water heating equipment.

The number of electrical appliances is determined through periodic surveys of some 10,000 Residential customers [(1)]. Estimates of penetration rate for appliances in new homes and conversion (or addition) in existing homes are also derived by analysing the results from successive surveys.

Penetration and conversion rates for electric space and water heating are considered critical as these two applications account for some two-thirds of the total Residential energy requirements. The estimates for these two applications include input from Marketing Division which conducts periodic assessment of current trends, customer intentions and the total potential market (see Appendix B). The use of electricity as the principal space heating energy source is forecast to increase from 45% of year-round customers in 1986/87 to 72% by the year 2001/02. The percentage of customers with electric water heating is forecast to increase from 78 to 89%.

---

(1) Surveys of Residential customers have been conducted in 1966, 1968, 1972, 1975, 1979, 1981 and 1985. The next survey is scheduled to be conducted in January, 1988.

The current level of average energy use for space and water heating applications at some 14,000 and 4,000 KWh per year respectively, is estimated directly from the data collected through the Residential customer surveys. The KW.h effect of conversions is estimated by analysis of KW.h use before and after the conversion for all NB Power customers known to have converted to electric space heating.

Estimates of average use for other appliances are based on published data which is adjusted so that the results of the model explain actual experience in the past. Forecast of average use per appliance is adjusted for conservation effects in case of space heating and for other factors such as increasing use of microwave cooking, shift from manual to automatic de-frost refrigerators. Energy use per year-round Residential customer is discussed in more detail in Appendix B.

The requirements of seasonal customers are relatively small at one percent (1%) of the total Residential sales. Forecast of KW.h use for seasonal customers is based on historical trends established by analysing billing data for all seasonal customers.

1.3.3 Forecast of Residential Requirements

The result of the Residential forecast is a 2.8% average annual increase. The primary factors are the increase in the use of electricity as a principal source of space heating energy and the forecast addition of 44,000 new year-round customers. The total Residential energy requirements are apportioned to sales by NB Power and the municipal utilities on the basis of historical shares. Table 5 gives the forecast results and is followed by a chart showing the trend for average annual use per year-round customer in Figure 6.

TABLE 5

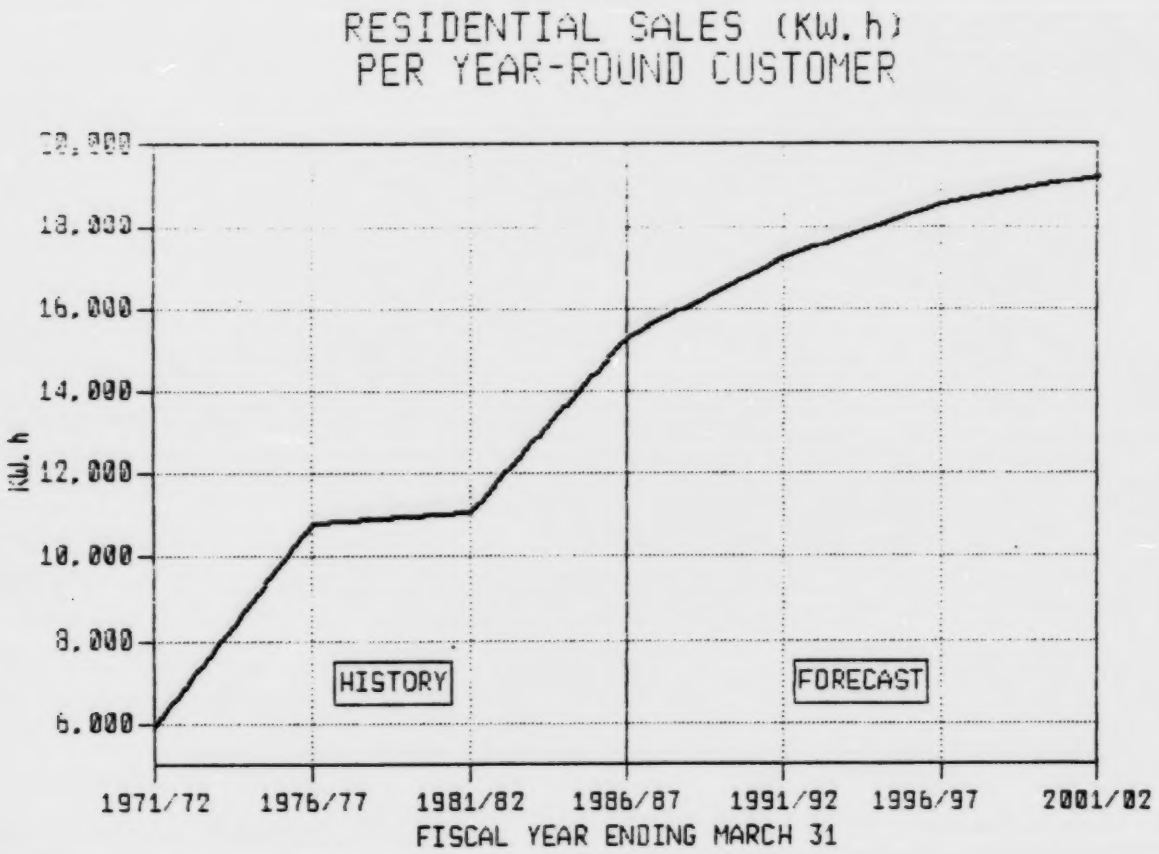
RESIDENTIAL ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	AVERAGE * INCREASE %	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES
HISTORY					
1971/72	935			785	150
1976/77	2084	230	17.4	1809	275
1981/82	2382	145	9.8	2119	263
1986/87 (last year)	3665	182	9.5	3257	408
FORECAST					
1987/88 (1st year)	3773	108**	2.9	3344	429
1991/92 (5th year)	4419	151	3.8	3924	495
1996/97 (10th year)	5121	146	3.4	4548	574
2001/02 (15th year)	5506	123	2.8	4889	617

* Average annual increase since the fiscal year 1971/72 for history data and from 1986/87 for the forecast period.

** This increase would be 168 GW.h (4.7%) if the actual sales in the fiscal year 1986/87 are adjusted for colder than average weather in that year.

FIGURE 6


RESIDENTIAL SALES (KW.h)
PER YEAR-ROUND CUSTOMER
20,000
18,000
16,000
14,000
12,000
10,000
8,000
6,000
KW.h
HISTORY
FORECAST
1971/72
1976/77
1981/82
1986/87
1991/92
1996/97
2001/02
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

1.4 GENERAL SERVICE CLASSIFICATION

The General Service classification is not easily adaptable to an "end use" type of forecasting model due to the diversity of customer operations and their requirements, which range between a few kilovatts to several thousand kilovatts. In the absence of detailed data base for "end use" modelling, NB Power, like most other electric utilities in Canada, relies on econometric models to forecast the requirements of General Services customers.

Sales to General Service classification, which is made up of mostly commercial and institutional customers, are found to be affected by the provincial population and the level of economic activity. Some 70% of the sales are linked directly to economic activity, e.g. retail and wholesale establishments, offices, hospitality industry. The remaining 30% of the General Service sales are to the institutional sector, including educational institutions and hospitals, which is also affected by the level of economic activity in the long run.

General service sales in the previous years can be related to the levels of economic activity as measured by the Real Personal Disposable Income (R.P.D.I.) and the provincial population. This relationship was used to develop the model used in this forecast. The choice of Real Personal Disposable Income and population as explanatory variables is considered consistent with their impact on the level of activity in the business and institutional sectors.

The population forecast growth of 0.5% per year is same as that used for the Residential classification (Appendix A). Increases in Real Personal Disposable Income are based on a model relating it to economic growth as measured by Gross Domestic Provincial Product (G.D.P.P.). The G.D.P.P. forecast increase averaging 2.2% per year is derived by a model using published forecasts of capital investments, labour force and its productivity (see Appendix D).

1.4.1 Forecast of General Service Requirements

Forecast increases in Real Personal Disposable Income, population and the continuation of the current trend towards electric space heating are the key factors contributing to the 3.6% annual increase in General Service sales. The total General Service requirements are apportioned to sales by NB Power and the municipal utilities on the basis of historical shares. Table 6 below gives the forecast results and is followed by a chart showing the trend for average annual use per person in Figure 7.

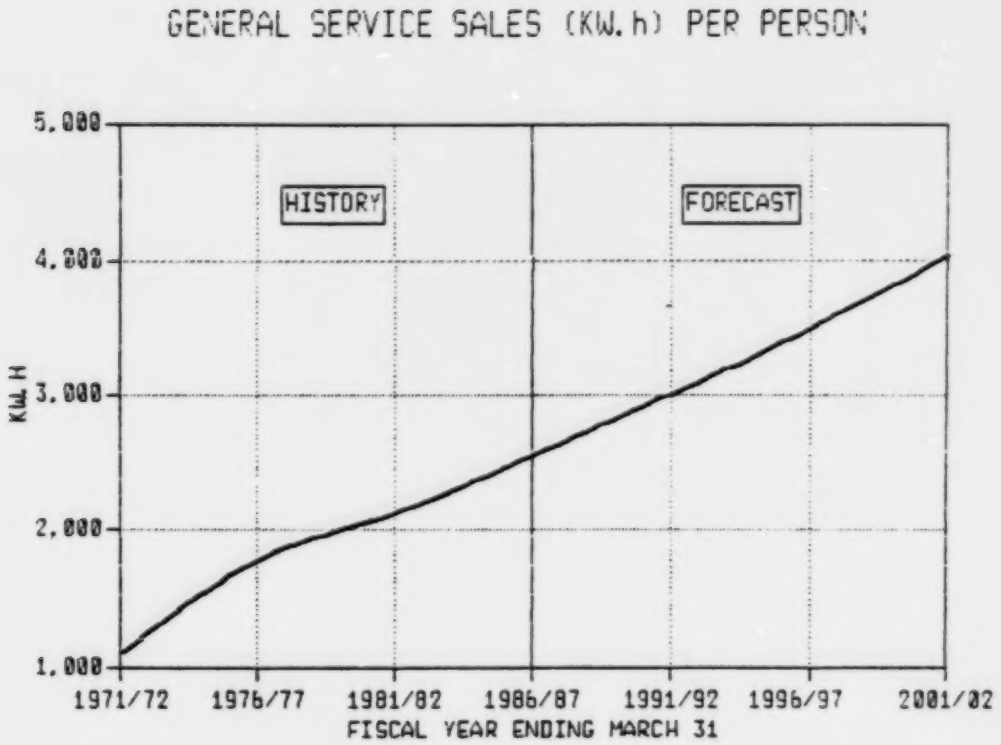
TABLE 6

GENERAL SERVICE ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	AVERAGE * INCREASE %	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES
HISTORY					
1971/72	707			540	167
1976/77	1209	100	11.3	935	274
1981/82	1475	77	7.6	1169	306
1986/87 (last year)	1817	74	6.5	1443	374
FORECAST					
1987/88 (1st year)	1895	78	4.3	1503	392
1991/92 (5th year)	2209	78	4.0	1751	457
1996/97 (10th year)	2639	82	3.8	2093	546
2001/02 (15th year)	3107	86	3.6	2464	643

* Average annual increase since the fiscal year 1971/72 for history data and from 1986/87 for the forecast period.

FIGURE 7


GENERAL SERVICE SALES (KW.h) PER PERSON
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
KW.H
HISTORY
FORECAST
1971/72
1976/77
1981/82
1986/87
1991/92
1996/97
2001/02
FISCAL YEAR ENDING MARCH 31

1.5 STREET LIGHT CLASSIFICATION

Street light sales include unmetered energy sold for lighting of streets, parking lots, off-street dusk to dawn lights and other services such as sign lights and railway crossing signals. The energy sales for this classification are just over one half percent of the total in-province sales.

Key factors that affect the street lighting energy sales include (i) new Residential and commercial developments, (ii) development of low wattage high efficiency lights which are expected to gradually replace the existing lights.

Over the past fifteen years the street lighting sales increased by 4.6% per year. The increase in the last five years has been slower at 2.6% per year reflecting the slower rate of growth for Residential and commercial customers and the use of more energy efficient street lights.

1.5.1 Forecast of Street Light Requirements

As the existing lights reach the end of their functional life, the shift to new more energy efficient lights, is expected to further reduce the rate of increase for street light sales. Over the next fifteen years the street light sales are forecast to increase by 2% per year. The total street lighting requirements are apportioned to sales by NB Power and the municipal utilities on the basis of historical shares. Table 7 gives the results of the annual street light sales forecast.

TABLE 7

STREET LIGHTS ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	%	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES
HISTORY					
1971/72	36			25	11
1976/77	53	3.0	8.0	42	11
1981/82	63	2.7	5.8	51	12
1986/87 (last year)	71	2.3	4.6	58	13
FORECAST					
1987/88 (1st year)	72	1.4	2.0	59	13
1991/92 (5th year)	78	1.4	2.0	64	14
1996/97 (10th year)	86	1.5	2.0	71	15
2001/02 (15th year)	93	1.5	2.0	76	17

* Average annual increase since the fiscal year 1971/72 for history data and from 1986/87 for the forecast period.

1.6 INDUSTRIAL DISTRIBUTION CLASSIFICATION

Over one half of the Industrial Distribution sales are to the producers of food, beverage and wood products, particularly lumber and other building materials. Other industrial groups in this sales classification include metal fabricating, other manufacturing, water and sewage pumping stations.

The wood products industry is the most volatile in terms of its requirements which are linked mainly to construction activity and hence economic conditions particularly in New Brunswick and the North Eastern United States. Requirements of other industries, though more stable are also linked to economic conditions.

In addition to economic growth, other factors considered likely to affect the sales to Industrial Distribution customers include: (a) the potential for conservation and (b) the application of new electrical technologies e.g. dehumidification heat pump kilns for drying lumber.

Over the past fifteen years the Real Domestic Provincial Product (R.D.P.P.) has increased by 2.8% per year while the Industrial Distribution sales have increased at an average of 4.5% per year; at 1.6 times the growth in R.D.P.P. The following Figure 8 shows the relationship between the R.D.P.P. and Industrial Distribution sales for the past fifteen years.

The yearly percentage increase for Industrial Distribution sales and R.D.P.P. shown in Figure 9 confirms the similarity in their historical growth pattern.

FIGURE 8

HISTORICAL RELATIONSHIP
INDUSTRIAL DISTRIBUTION SALES
AND ECONOMIC GROWTH

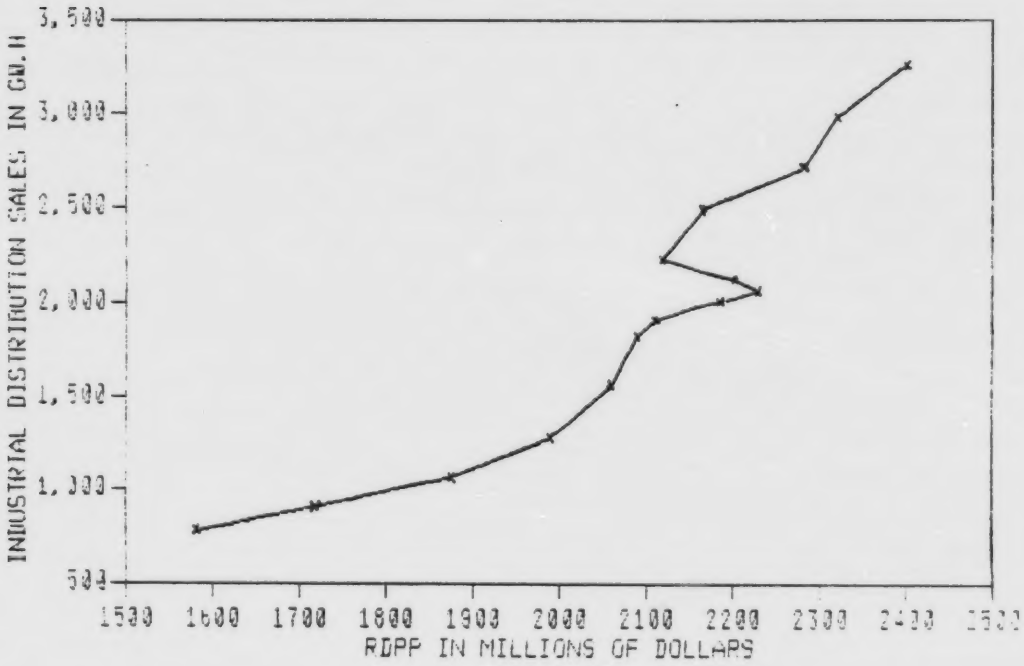
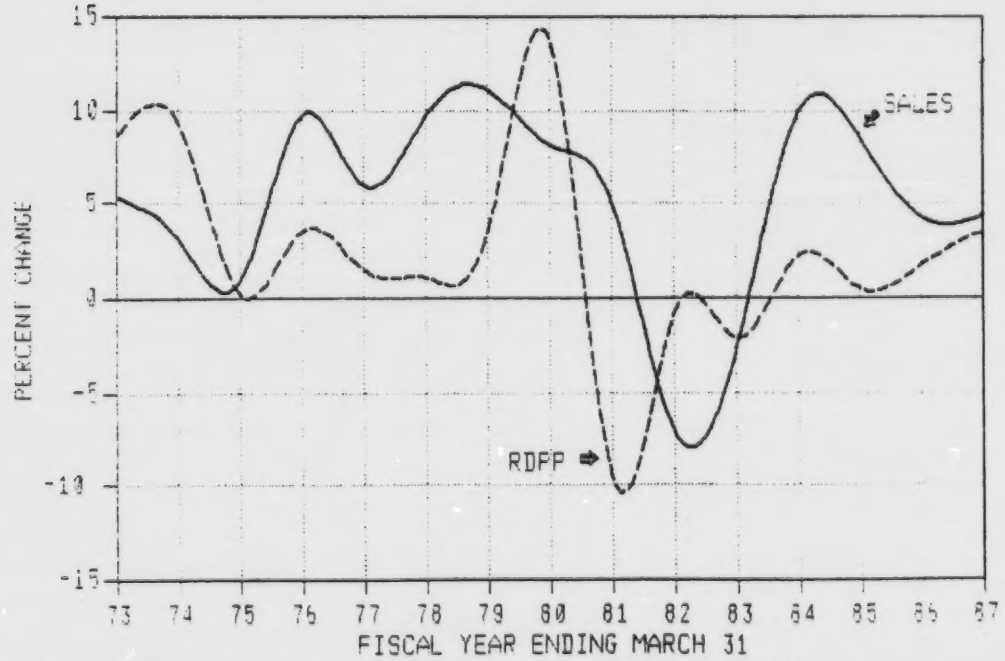


FIGURE 9

INDUSTRIAL DISTRIBUTION SALES
AND ECONOMIC GROWTH



1.6.1 Forecast of Industrial Distribution Requirements

With R.D.P.P. forecast to grow at 2.2% per year (Appendix D) and based on the historical relationship, the Industrial Distribution sales can be expected to increase by 3.5% annually. This forecast is however for a 2.5% annual increase allowing for the potential effects of energy conservation as well as increased energy efficiency in Industrial operations. The total Industrial Distribution requirements are apportioned to sales by NB Power and the municipal utilities on the basis of historical shares. Table 8 below gives the forecast results.

TABLE 8

INDUSTRIAL DISTRIBUTION ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE GW.h	AVERAGE * INCREASE %	SALES BY NB POWER	SALES BY MUNICIPAL UTILITIES
HISTORY					
1971/72	225			189	36
1976/77	313	18	6.8	251	62
1981/82	353	13	4.6	293	60
1986/87 (last year)	429	14	4.4	366	64
FORECAST					
1987/88 (1st year)	434	4	1.2	369	65
1991/92 (5th year)	480	10	2.3	408	72
1996/97 (10th year)	545	12	2.4	463	82
2001/02 (15th year)	617	13	2.5	524	93

* Average annual increase since the fiscal year 1971/72 for history data and from 1986/87 for the forecast period.

1.7 WHOLESALE (ELECTRICITY FOR RESALE) CLASSIFICATION

A portion of the total Residential, General Service, Street Light and Industrial Distribution requirements is retailed by the municipal utilities in Saint John and Edmundston. These two utilities purchase electricity from NB Power at transmission voltages and distribute it to the ultimate consumers in the above noted four customer classifications. The sales to the two municipal utilities have remained stable at eight (8) percent of the total in-province supply (Figures 3, 13).

1.7.1 Forecast of Wholesale Requirements

The requirements of Wholesale customers are forecast by allocating the total New Brunswick sales, for each of the four customer classifications, to portions to be sold by NB Power and municipal utilities. The distribution losses related to wholesale sales are added to determine the total energy requirements. The sales to each customer classification served by the municipal utilities and the total requirements are given in Table 9 below.

TABLE 9

WHOLESALE (ELECTRICITY FOR RESALE) ENERGY REQUIREMENTS (GW.H)

FISCAL YEAR	RESIDENTIAL	GENERAL SERVICE	INDUSTRIAL DISTRIBUTION	STREET LIGHTS	TOTAL*	AVERAGE ** INCREASE GW.h	%
HISTORY							
1971/72	150	167	36	11	373		
1976/77	275	274	62	11	615	48	10.5
1981/82	263	306	60	12	659	29	5.9
1986/87	408	374	64	13	877	34	5.9
FORECAST							
1987/88	429	392	65	13	917	40	4.6
1991/92	495	457	72	14	1067	38	4.0
1996/97	574	546	82	15	1252	38	3.6
2001/02	617	645	93	17	1409	35	3.2

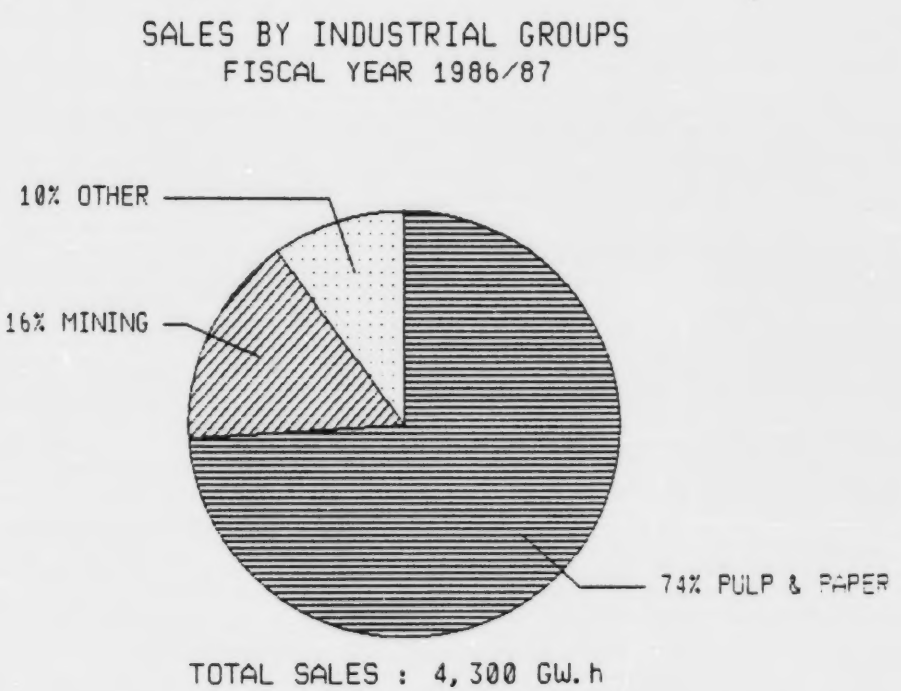
* Total requirements include distribution losses incurred by the municipal utilities.

** Average annual increase since the fiscal year 1971/72 for history data and from 1986/87 for the forecast period.

1.8 INDUSTRIAL TRANSMISSION CLASSIFICATION

Some forty customers in the Industrial Transmission classification account for 42% of the total in-province sales. Pulp, paper and mining are the major industry groups accounting for some 90% of the Industrial Transmission sales; 74% for pulp & paper, 16% mining. Other industrial groups in this classification are chemical, petroleum refining and food processing. Sales by industry groups are shown in Figure 10 below.

FIGURE 10



Industrial Transmission sales are classified further into Firm and Non-Firm sales. Firm sales relate to the amount contracted and reserved by the customers and account for 91% of total Industrial Transmission sales. Non-Firm sales relate to energy sold to customers as a replacement to their own generating capacity and from a co-generation facility, Courtenay Bay No. 2 Unit in Saint John, dedicated to supply steam and power to a specific customer.

1.8.1 Firm Sales

The requirements of Industrial Transmission customers tend to reflect global economic conditions as some 90% of their products are destined for markets outside of New Brunswick; mostly in the United States. The effect of economic conditions was particularly evident during the 1981/82 recession, when the electrical requirements of this group of customers decreased by some 15 percent.

A shift from chemical to thermo mechanical pulping, and increased production of pulp and paper are mainly responsible for the 5.5% annual increase in sales over the past fifteen years. Other developments which have contributed to historical growth include the development of two new potash mines.

Further shift to thermo mechanical pulping and prospects for additional paper production are expected to increase the electrical needs of the pulp and paper industry by some 20% over the next five to ten years.

The longer term requirements are considered to be dependent on: (i) availability of natural resources, (ii) the demand for existing products, (iii) further processing of the current final product, (iv) new electrical technologies, which could increase electrical intensity of the industry.

In view of the relatively large power requirements of the Industrial Transmission customers, the ability of existing customers to sustain current operations is a very important consideration in forecasting their requirements. Therefore the first forecast step is to assess the availability of natural resources and the demand for existing products over the forecast period and beyond.

Based on a review of resource availability and product demand it is expected that the industrial customers will sustain the existing and planned additional load. The prospects for pulp, paper and mining industries, which account for some 90% of total firm sales are discussed in more detail in Appendix E and F respectively.

Recent research work by the Canadian Electrical Association and other such groups indicates that new technologies particularly related to use of electricity for drying processes, are likely to become technically and economically viable within the forecast horizon. This forecast includes a provision for the impact of new electrical technologies based on published research (Appendix E and F).

1.8.2 Non-Firm Sales

Non-firm Sales do not affect facilities planning at NB Power and have been relatively stable in recent years. The sales forecast is based on recent historical requirements.

1.8.3 Forecast of Industrial Transmission Requirements

The total Industrial Transmission requirements are forecast to increase by 2.7% per year. A third of the forecast increase is based on a probabilistic assessment of known new loads. Another third (or 1% per year) allows for increased production by existing customers and the potential for developments that are not yet known or forseen. The remaining increase reflects the potential for application of new electrical technologies which will replace other energy sources in use now.

The forecast results do not include a provision for possible cyclical fluctuations in economic activity which can affect the demand for resource based provincial products. The effect of economic swings tend to be temporary and do not influence the longer term forecast. The total Industrial Transmission sales and its firm and non-firm components are given in Table 10.

TABLE 10

INDUSTRIAL TRANSMISSION ENERGY REQUIREMENTS (GW.h)

FISCAL YEAR	TOTAL SALES	AVERAGE * INCREASE IN TOTAL SALES GW.h	%	FIRM SALES	NON-FIRM SALES
HISTORY					
1971/72	2176			1752	424
1976/77	2857	136	5.6	2666	191
1981/82	3248	107	4.1	2957	291
1986/87 (last year)	4300	142	4.6	3938	362
FORECAST					
1987/88 (1st year)	4488	188	4.4	4155	333
1991/92 (5th year)	5157	171	3.7	4824	333
1996/97 (10th year)	5780	148	3.0	5447	333
2001/02 (15th year)	6408	141	2.7	6075	333

* Average annual increase since the fiscal year 1971/72 for history data and from 1986/87 for the forecast period.

OVERALL FORECAST RESULTS

2.0 OVERALL FORECAST RESULTS

2.1 General

The total in-province energy supply requirement (System Net) is the sum of sales to each of the six customer classifications and the related line losses. Line losses which occur during the transmission and distribution of energy are forecast on the basis of historical experience and include the potential effects of planned modifications to the transmission and distribution systems.

In order for the load forecast to be used effectively in the overall utility planning process, it is necessary to know the monthly spread of the annual energy supply and the peak hour demand related to the monthly energy supply. The methodology used to spread annual energy supply into months and to determine the related peak hour demand is outlined in this section. Overall annual history and forecast of energy supply and peak hour demand are shown in Table 11 and Figures 11 and 12. Table 12 and Figure 13 show the growth by customer class and their relative proportions of sales at the beginning and end of the forecast period.

2.2 Monthly Sales

In addition to its usefulness in revenue and cash flow projections, monthly sales forecast is required for estimating corresponding energy supply so that operation and maintenance of facilities can be optimized.

Monthly spread of Residential annual sales forecast is based on weather adjusted historical sales for the most recent 12 months and allocation of forecast increase in sales on the basis of increases related to space heating. Increase related to additional space heating is allocated into heating months, based on average weather (1) and historical customer use data.

---

(1) The Residential space heating requirements are affected by weather conditions which are measured in heating degree days; as determined by the difference between 18°C (65°F) and the actual average temperature for each day.

Increases related to other Residential applications, eg. cooking, refrigeration, laundry and lighting are allocated uniformly over the 12 month period.

For General Service, Street Lights and Industry the allocation is based on monthly use trends in recent years. Past monthly use data in all cases is adjusted for any abnormal conditions, for example, effects of weather on General Service sales or the effect of temporary interruptions in industrial operations.

TABLE 11

ANNUAL ENERGY, PEAK DEMAND AND LOAD FACTOR FORECAST

FISCAL YEAR	IN PROVINCE ENERGY SUPPLY (GWH) RESI-DENTIAL	GEN. SERVICE	STREET LIGHTS	IND. DIST.	IND. TRANS.	WHOLE-SALE	LOSSES	SYSTEM NET ENERGY (GW.h)	PEAK HOUR DEMAND (MW)	ANNUAL LOAD FACTOR(%)
HISTORY										
1971/72	785	540	25	189	2176	373	315	4403	736	68.3
1972/73	911	618	27	199	2454	408	391	5008	827	69.1
1973/74	1072	695	30	205	2509	450	515	5476	944	66.2
1974/75	1284	775	35	217	2651	499	682	6143	1027	68.3
1975/76	1554	872	39	238	2381	562	743	6389	1100	66.3
1976/77	1809	935	42	251	2857	615	754	7263	1316	63.0
1977/78	1905	984	44	255	2978	633	745	7544	1320	65.2
1978/79	2010	1072	47	283	3108	609	783	7912	1430	63.2
1979/80	1975	1118	49	306	2853	624	698	7623	1404	62.0
1980/81	2057	1165	50	321	3301	644	722	8260	1490	63.3
1981/82	2119	1169	51	293	3248	659	836	8375	1587	60.2
1982/83	2226	1184	52	283	2796	686	742	7969	1438	63.3
1983/84	2484	1227	53	311	3570	744	872	9261	1702	62.1
1984/85	2715	1283	55	337	3943	784	886	10003	1834	62.3
1985/86	2981	1347	56	351	3736	846	938	10255	2001	58.5
1986/87	3257	1443	58	366	4300	877	898	11199	2110	60.6
FORECAST										
1987/88	3344	1503	59	369	4487	917	1022	11701	2232	59.8
1988/89	3495	1563	60	378	4611	955	1061	12123	2321	59.6
1989/90	3641	1624	62	388	4772	992	1103	12581	2410	59.6
1990/91	3783	1687	63	398	4946	1029	1145	13050	2501	59.6
1991/92	3924	1751	64	408	5157	1067	1189	13560	2587	59.8
1992/93	4060	1817	65	419	5280	1105	1228	13975	2675	59.6
1993/94	4190	1884	66	429	5405	1142	1266	14383	2757	59.5
1994/95	4316	1952	68	440	5530	1178	1304	14788	2839	59.5
1995/96	4436	2022	69	451	5655	1215	1341	15189	2920	59.4
1996/97	4548	2093	70	463	5780	1252	1378	15584	2998	59.3
1997/98	4656	2165	71	475	5906	1287	1414	15973	3079	59.2
1998/99	4727	2238	73	487	6031	1319	1445	16319	3144	59.3
99/2000	4784	2313	74	499	6157	1349	1474	16649	3204	59.3
2000/01	4837	2388	75	512	6282	1378	1502	16974	3262	59.4
2001/02	4889	2464	77	524	6408	1409	1531	17301	3321	59.5
ANNUAL GROWTH RATES (%)										
1972-1987	9.95	6.77	5.78	4.50	4.65	5.87	7.23	6.42	7.27	-0.79
1987-2002	2.74	3.63	1.88	2.42	2.69	3.21	3.62	2.94	3.07	-0.12

FIGURE 11

ENERGY SUPPLY HISTORY & FORECAST

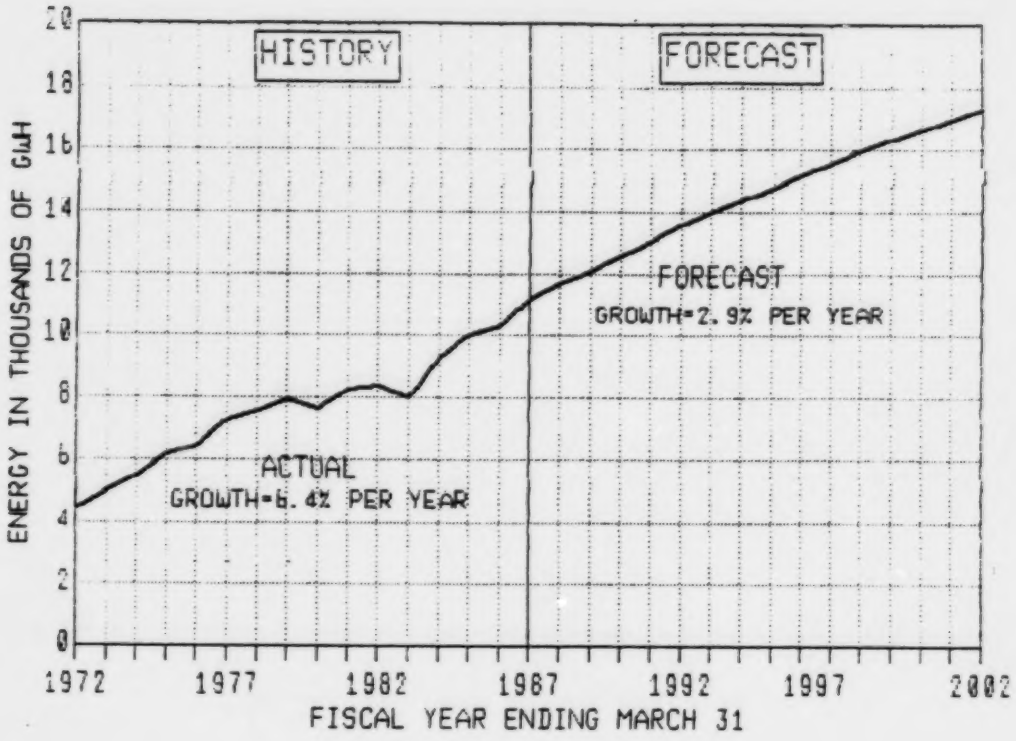


FIGURE 12
ANNUAL PEAK HOUR DEMAND (MW)
HISTORY AND FORECAST

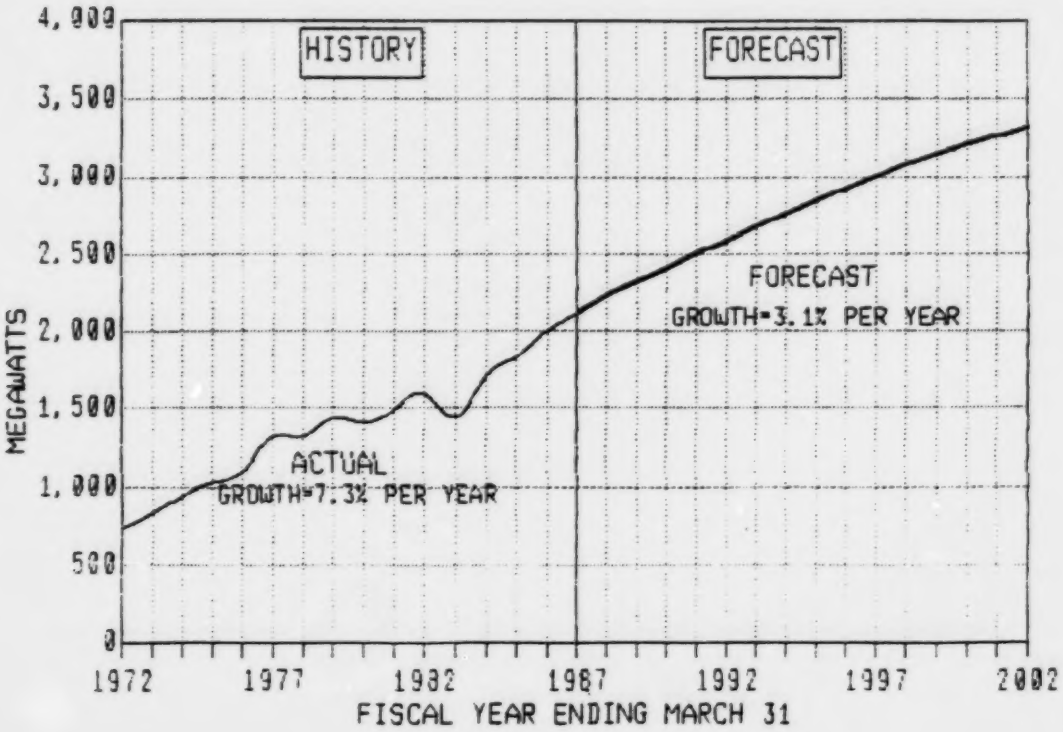
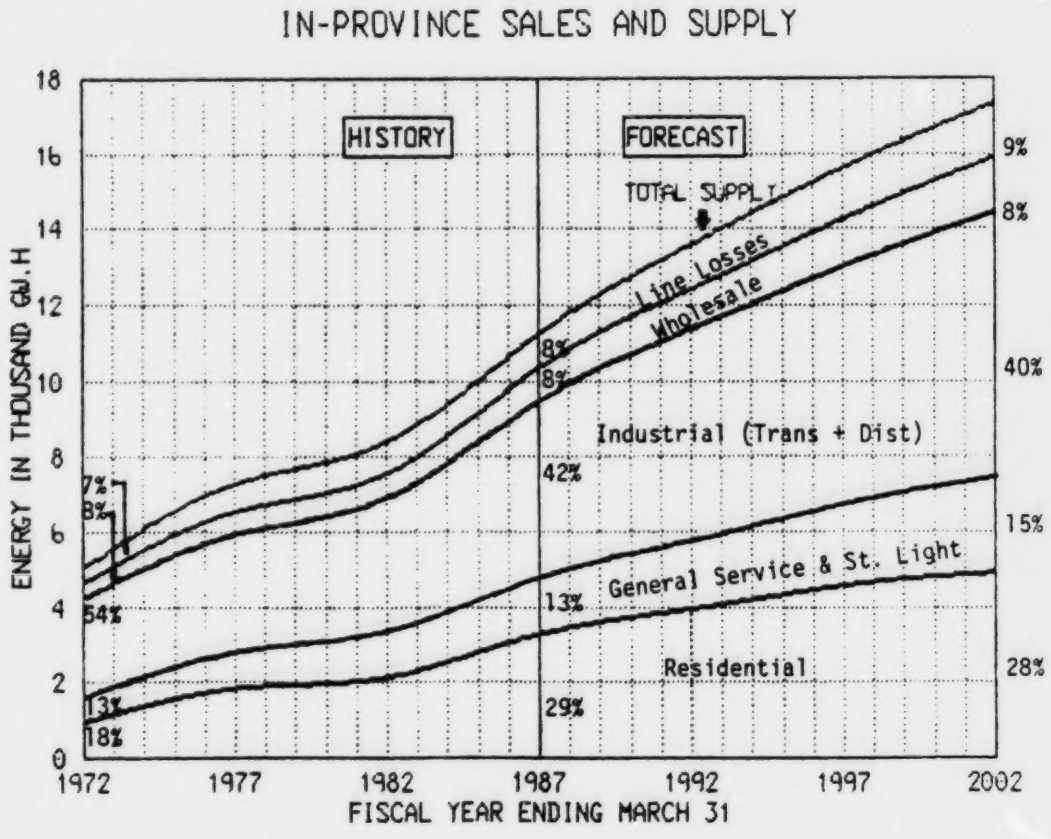


TABLE 12

FORECAST GROWTH SUMMARY

	RESI-DENTIAL	GEN. SERVICE	STREET LIGHTS	IND. DIST.	IND. TRANS.	WHOLE-SALE	LOSSES	SYSTEM NET
1986/87 SALES(GW.h)	3257	1443	58	366	4300	877	898	11199
% OF SYSTEM NET	29.1	12.9	0.5	3.3	38.4	7.8	8.0	100.0
GROWTH BY 2001/02	1632	1021	19	158	2108	532	633	6102
% OF SYSTEM NET GROWTH	26.7	16.7	0.3	2.6	34.5	8.7	10.4	100.0
2001/02 SALES(GW.h)	4889	2464	77	524	6408	1409	1531	17301
% OF SYSTEM NET	28.3	14.2	0.4	3.0	37.0	8.1	8.8	100.0
ANNUAL GROWTH(%/YR.)	2.7	3.6	1.9	2.4	2.7	3.2	3.6	2.9

FIGURE 13



Note: The percent (%) data indicates share of the total energy supply.

2.3 Monthly Supply

The Total energy supply is the sum of sales and losses on the distribution and transmission lines. Estimates of distribution and transmission sales and supply are separated to facilitate planning. Total monthly in-province energy supply for the fifteen years forecast is given in Table 13.

TABLE 13

SYSTEM NET MONTHLY ENERGY(GWH)

YR.\MO.	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	TOTAL
1986/87	878	843	758	731	783	800	898	1009	1123	1186	1094	1096	11199
1987/88	968	892	819	797	798	829	901	1001	1160	1262	1138	1135	11701
1988/89	1005	921	842	818	820	854	938	1041	1211	1313	1181	1179	12123
1989/90	1044	950	867	841	842	881	976	1084	1264	1367	1233	1232	12581
1990/91	1086	984	896	867	869	912	1014	1122	1314	1417	1280	1290	13050
1991/92	1137	1027	933	903	905	950	1052	1162	1366	1468	1325	1333	13560
1992/93	1174	1058	957	926	929	976	1085	1199	1411	1516	1369	1374	13975
1993/94	1211	1086	981	948	951	1002	1118	1235	1458	1562	1413	1418	14383
1994/95	1247	1115	1005	970	973	1027	1151	1271	1503	1608	1455	1462	14788
1995/96	1283	1143	1028	992	995	1053	1184	1306	1548	1654	1498	1506	15189
1996/97	1318	1171	1052	1014	1017	1078	1216	1341	1592	1697	1539	1548	15584
1997/98	1352	1199	1076	1036	1040	1104	1248	1375	1635	1741	1578	1589	15973
1998/99	1382	1224	1099	1058	1062	1128	1276	1405	1672	1777	1612	1624	16319
99/2000	1410	1249	1121	1080	1084	1151	1304	1433	1706	1811	1643	1657	16649
2000/01	1437	1273	1143	1101	1106	1175	1331	1461	1739	1844	1674	1689	16974
2001/02	1465	1298	1165	1123	1128	1198	1358	1490	1772	1878	1705	1721	17301

2.4 Monthly Peak Hour Demand

The timing of new facilities also depends on the maximum rate at which energy is required, the peak hour demand expressed in kilowatts or megawatts (1000 KW). Forecast of peak hour demand is derived on the basis of load factors or the ratio of average energy demand to peak hour demand. In addition to the monthly peak hour demand related to the firm sales to Residential, General Service, Street Lights, Industry and Wholesale classification, the forecast results in Table 14 below include a 42 megawatt (MW) provision for non-firm industrial loads.

TABLE 14

SYSTEM NET MONTHLY PEAK HOUR DEMAND (MW)

YR.\MO.	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	MAX.
1986/87	1558	1492	1345	1262	1352	1425	1532	1802	2049	2110	2033	1874	2110
1987/88	1667	1596	1504	1369	1381	1478	1555	1782	2067	2232	2177	1986	2232
1988/89	1736	1650	1551	1409	1421	1527	1618	1852	2156	2321	2268	2071	2321
1989/90	1804	1705	1598	1448	1461	1576	1681	1922	2246	2410	2359	2157	2410
1990/91	1875	1761	1647	1490	1504	1627	1746	1993	2337	2501	2451	2244	2501
1991/92	1940	1813	1691	1527	1541	1674	1806	2060	2423	2587	2538	2327	2587
1992/93	2007	1867	1738	1566	1581	1722	1867	2129	2511	2675	2627	2411	2675
1993/94	2070	1917	1781	1602	1618	1768	1926	2194	2596	2757	2712	2490	2757
1994/95	2133	1968	1825	1639	1656	1814	1984	2258	2678	2839	2795	2569	2839
1995/96	2195	2018	1869	1677	1694	1860	2042	2322	2759	2920	2877	2646	2920
1996/97	2256	2067	1912	1714	1732	1905	2098	2385	2839	2998	2957	2722	2998
1997/98	2318	2119	1959	1754	1773	1954	2158	2450	2921	3079	3039	2799	3079
1998/99	2369	2163	2000	1791	1811	1996	2207	2503	2986	3144	3104	2861	3144
99/2000	2417	2206	2040	1828	1848	2038	2254	2554	3046	3204	3164	2919	3204
2000/01	2464	2248	2080	1864	1885	2079	2301	2604	3105	3262	3224	2975	3262
2001/02	2511	2290	2120	1901	1922	2121	2348	2654	3164	3321	3283	3031	3321

FORECAST VARIATIONS

3.0 FORECAST VARIATIONS

3.1 Background

The actual experience is likely to differ from the forecast and such differences are likely to be larger in the later years of the forecast. In view of the significance of the load forecast in the facility and financial decisions, it is important to minimize the difference from actual experience. One important tool useful in improving the accuracy of a forecast is to analyze past experience and understand the reasons for the deviation from the forecast. Some of the factors that will result in the Load Forecast deviating from actual are:

- o Overall Forecast methodology.
- o Forecast input parameters, e.g. population.
- o Industrial Interruptions (strikes, operating problems, markets).
- o Unusual variation from average weather conditions.

It is important to distinguish and isolate forecast inaccuracies that are avoidable from those that cannot be avoided or are not relevant. For example, as electricity is the principal space heating energy source in New Brunswick, both the energy and peak hour demand are sensitive to winter weather. Forecasts are prepared for average weather conditions (1) and the effect of colder (or warmer) than average weather is considered unavoidable. Similarly temporary industrial shutdowns, unless known with certainty, cannot be incorporated in operating decisions and have no impact on facilities planning. Therefore, the forecast variation related to temporary industrial shutdowns are not considered relevant.

---

(1) The energy requirements are affected by weather conditions which are measured in heating degree days; as determined by the difference between 18°C and the actual average temperature for each day. The forecast is based on the average annual heating degree days for the past 30 years. Peak Demand is sensitive to the coldest day temperature and forecast to correspond to -21°C; the average of the coldest day mean temperature based on thirty years of record.

On the other hand, analysis of forecast models and inputs can help improve the accuracy of future forecasts. A key forecast input inaccuracy in recent years relates to electric space heating conversions, which have continued to exceed the forecast levels. In fiscal 1984/85 the actual number of space heating conversions were twice the forecast level due to an earlier than planned termination of the Canada Oil Substitution Program (COSP) grant. In subsequent years, the conversions to electric space heating continued to exceed forecast levels despite a drop in the price of home heating oil. This led to more detailed analysis and market studies which revealed that in addition to the price of competitive energy sources, convenience and comfort of electric heating were also key customer considerations in their decision to convert to electric heat. Forecasts of electric conversions were subsequently revised and are likely to be more accurate.

3.2 Forecast Range

It is inevitable that the actual electrical requirements will differ from forecast level. Analysis of past forecast also confirms that the difference between actual and forecast generally increases over time.

The two key sources of forecast uncertainty are (i) the estimates of future values of variables which affect the demand for electrical services (e.g. population) and (ii) the estimates of the future impact of the variables on the electrical requirements.

The key inputs which are likely to impact the accuracy of this 1987 Load Forecast are considered to be: (i) price of oil (ii) population growth, (iii) use of wood for space heating, (iv) conservation. The significance of changes in these key inputs is outlined below and followed by the impact of plausible variations in Table 16.

(i) Oil Prices: Oil prices have fluctuated significantly since the first oil embargo in 1973. When the prices rose sharply in the seventies and early eighties there was a noticeable shift away from oil by all

sectors of economy. This resulted in increased reliance on electricity for space heating and in industrial processes. Further fluctuations in oil prices could again affect space heating fuel preference. There is also potential for further shift from oil to electricity, particularly through the application of new electric technologies in the industry. The economics of application of newer electrical technologies are still uncertain and would change easily with sharp fluctuations in the price or availability of oil versus electricity.

(ii) Population: The population projection used in this forecast is based on continuation of current fertility and mortality trends and the assumption that migration out of the province will equal migration into the province in the long term. Fertility and mortallity rates tend to change gradually and are therefore considered unlikely to deviate significantly from the forecast levels, especially in the short term. On the other hand inter-provincial migration levels depend on the relative strenghts of various provincial economics. Based on past experience it is possible that some 2,000 people may migrate into or out of the province in each of the forecast years.

(iii) Wood Use: The forecast is based on the assumption that the use of wood at the current level of some 450.000 cords per year. This reflects recent experience and may change over time, particularly if oil and electricity do not maintain the price stability of recent years. A 20% change in the quantity of wood used is not considered unlikely, particularly in view of the fact that most people who use wood for space heating also use electric systems in conjunction with it.

(iv) Conservation: The forecast allows for 0.5% decrease in average annual kW.h used for space heating based on the impact of improved energy efficiency of homes in recent years. Actual conservation effects in the forecast period can differ from recent experience, depending on the direction of energy prices.

TABLE 15

SENSITIVITY TO SPECIFIC FORECAST INPUTS

FORECAST INPUT	INPUT IN 1987 FORECAST	CHANGE IN INPUT	EFFECT ON SYSTEM NET ENERGY BY FISCAL 2001/02	
			GW.H	ANNUAL GROWTH RATE (%)
(i) Oil Prices				
(a) Electric Conversions	Average of 3500/yr	±1000/yr	±235	±0.09
(b) New Industrial Technologies	5 MW/yr	±5 MW/yr	±555	±0.21
(ii) Population	4000/yr	±2000	±450	±0.17
(iii) Wood Use	no change	±20%	±300	±0.12
(iv) Conservation	0.5%/yr	±0.5%/yr	±240	±0.08

The combined effect of above variations in inputs is that the actual energy requirements can be 0.67% per year higher or lower. It is considered likely that some of the variations would offset each other and the overall effect would be less than 0.67% per year (say 0.5% per year). The overall forecast will deviate more than ± 0.5% per year if the actual experience differs more than the variations specified in Table 15 above or if there are significant changes in the impact of key inputs (causal factors) on electricity requirements.

Based on the above analysis it is considered likely that the long term average annual increase will be within 2.4% and 3.4%, ie. within ± 0.5% of the forecast increase of 2.9% (Table 16). The differences in specific years are likely to be larger than the ± 0.5% as many of the causal factors are unlikely to follow the exact forecast growth pattern. For example the industrial load additions have been and will likely continue to be relatively large in some years and offset by smaller than average increases in other years.

TABLE 16

IMPACT OF ± 0.5% GROWTH ON FORECAST

FISCAL YEAR	ENERGY (GWH) LOWER GROWTH RATE	ENERGY (GWH) FORECAST	ENERGY (GWH) HIGHER GROWTH RATE	PEAK DEMAND (MW) LOWER GROWTH RATE	PEAK DEMAND (MW) FORECAST	PEAK DEMAND (MW) HIGHER GROWTH RATE
1986/87(Actual)	11199	11199	11199	2110	2110	2110
1991/92	13236	13560	13889	2526	2584	2650
1996/97	14846	15584	16355	2856	2998	3146
2001/02	16082	17301	18605	3087	3321	3571

APPENDIX

APPENDIX A

NUMBER OF CUSTOMERS

The Residential "end use" forecast model is based on the number of year-round customers (households) and the use per customer. The method used to forecast the number of customers is outlined in this Appendix and the average use per Residential customer is the subject of the next Appendix B.

The historical growth in NB Power year-round customers can be related to (i) growth in population and (ii) the number of people per household. Between the fiscal years 1971/72 and 1986/87 the population of New Brunswick grew from 636,400 to 712,900 representing an average annual growth of 0.8%. During the same fifteen year period the number of year-round residential customers increased from 163,068 to 245,500 or at an annual rate of 2.8% per year. The increase in the number of customers is therefore three and one half times the population growth rate. This is due to the decline in number of persons per household from 3.90 to 2.90. Population and household size forecasts are discussed below.

Population

Future population is a function of three factors: births, deaths and migration. The accuracy of any population forecast is therefore dependent on the ability to forecast each of these factors.

Births are a function of fertility rates and the female population in the child bearing age. Fertility rates fluctuate with socio-economic conditions and are difficult to forecast. The fertility rate dropped from 4.5 in 1961 to 1.8 in 1975. The change since 1975 has been small and in 1985 the fertility rate stood at 1.6. In its latest population forecast, Statistics Canada has used fertility rate projections of 1.4, 1.6 and 2.2 as possible scenarios. The population projection used in this forecast is based on the fertility rates remaining constant at 1.6 over the next fifteen years.

Mortality rates show a stable pattern and are relatively easy to forecast. Statistics Canada has prepared one projection for mortality rate by age group. This projection was used in the population forecast.

Interprovincial migration patterns are generally linked to economic conditions and perhaps the most difficult component of a population projection. A zero net interprovincial migration assumption would minimize the overall forecast error and is therefore considered to be the best choice.

The 1987 population projection was prepared by Statistics Canada on the basis of foregoing assumptions and the results of the 1986 census. This new population projection is shown in Table A1.

Forecast of Number of Customers

Forecast of year-round Residential customers is based on the population projection, prepared for NB Power, by Statistics Canada and the average number of persons per household. Projection of persons per household is based on a extrapolation of recent trend. The year-round customer forecast is shown in Table A1.

The seasonal customers who account for some 1% of residential energy sales are forecast to increase at a rate of 200 per year (somewhat below the historical average of 280 per year experienced since 1972). Year-round, seasonal and total residential customer history and forecast is given in Table A2.

TABLE A1

POPULATION AND HOUSEHOLD HISTORY AND FORECAST

Fiscal Year	(1) Population of New Brunswick	(2) Year-Round Customers	(1)/(2) Persons per Customer
History			
1971-72	636,400	163,068	3.90
1972-73	642,400	170,500	3.77
1973-74	649,300	179,163	3.62
1974-75	657,500	187,875	3.50
1975-76	669,200	194,749	3.44
1976-77	679,600	203,071	3.35
1977-78	685,800	209,272	3.28
1978-79	690,200	214,425	3.22
1979-80	693,800	218,319	3.18
1980-81	695,500	221,829	3.14
1981-82	697,300	224,325	3.11
1982-83	700,400	226,487	3.09
1983-84	703,500	231,333	3.04
1984-85	706,400	235,520	3.00
1985-86	709,300	240,190	2.95
1986-87	712,900	245,500	2.90
Forecast			
1987-88	717,600	249,500	2.88
1988-89	722,300	252,800	2.86
1989-90	726,900	256,000	2.84
1990-91	731,400	259,100	2.82
1991-92	735,900	262,100	2.81
1992-93	740,200	265,060	2.79
1993-94	744,500	268,010	2.78
1994-95	748,600	270,940	2.76
1995-96	752,600	273,870	2.75
1996-97	756,300	276,630	2.73
1997-98	760,000	279,380	2.72
1998-99	763,400	282,110	2.71
99-2000	766,600	284,770	2.69
2000-01	769,500	287,230	2.68
2001-02	772,200	289,650	2.67

TABLE A2

TOTAL RESIDENTIAL CUSTOMERS

Fiscal Year	(1) Year-Round Customers	(2) Seasonal Customers	(1)+(2) Total Res. Customers
History			
1971-72	163,068	11,500	174,568
1972-73	170,500	11,800	182,300
1973-74	179,163	12,100	191,263
1974-75	187,875	12,500	200,375
1975-76	194,749	12,800	207,549
1976-77	203,071	13,500	216,571
1977-78	209,272	13,800	223,072
1978-79	214,425	14,000	228,425
1979-80	218,319	14,400	232,719
1980-81	221,829	14,835	236,664
1981-82	224,325	14,462	238,787
1982-83	226,487	15,170	241,657
1983-84	231,333	15,170	246,503
1984-85	235,520	15,148	250,668
1985-86	240,190	15,438	255,628
1986-87	245,500	15,638	261,138
Forecast			
1987-88	249,500	15,838	265,338
1988-89	252,800	16,038	268,838
1989-90	256,000	16,238	272,238
1990-91	259,100	16,438	275,538
1991-92	262,100	16,638	278,738
1992-93	265,060	16,838	281,898
1993-94	268,010	17,038	285,048
1994-95	270,940	17,238	288,178
1995-96	273,870	17,438	291,308
1996-97	276,630	17,638	294,268
1997-98	279,380	17,838	297,218
1998-99	282,110	18,038	300,148
99-2000	284,770	18,238	303,008
2000-01	287,230	18,438	305,668
2001-02	289,650	18,638	308,288

APPENDIX B

ENERGY USE PER CUSTOMER

The average energy use per customer relates to the number of various electrical appliances (or equipment) in use and the average annual use per appliance.

Number of Appliances

Data on the existing number of electrical appliances in use, by year-round customers, is determined through customer surveys. The most recent such survey was conducted in January 1985. The future levels of number of electrical appliances are based on estimates of penetration of these appliances into new homes and the potential for their addition in existing homes. Forecast for space and water heating applications, which account for more than 65 percent of the total residential energy use, is outlined below.

NB Power's Appliance Saturation Survey conducted in January 1985 shows that electricity is the leading source of energy used for space heating by year-round residential customers. Based on the survey results and subsequent addition of electric space heating customers (14,000 off oil conversions and some 10,000 new homes) it is estimated that by the end of fiscal year 1986/87, 45% (or some 110,000) year-round customers used electricity as their principal space heating energy source.

Within the forecast period, another 52,000 existing year-round customers are forecast to convert to electric space heating (see Appendix C). Also all of the new homes are forecast to effectively opt for electric space heating. This is based on the premise that electricity will retain its advantages over oil and that any use of wood in new homes will be offset by corresponding decrease in existing homes i.e. the total wood use will remain constant at current levels.

The methodology for forecasting the number of electric water heaters is similar to that for space heating. The key difference is that not all of the electric space heating conversions will result in additional electric water heating. This is because some 60% of the existing oil heated customers already have an electric water heater. Forecast of all other appliances is also based on estimates of penetration in new homes and in existing homes which do not have the appliance(s).

Use Per Appliance

Aside from the number of appliances in use we also need to know the average annual electrical use per appliance to determine the consumption per customer.

The average electrical requirement of an electric space heated home is estimated at some 14,000 KW.h per year. This figure includes the effect of use of wood as supplementary heating fuel in many of these homes. Electrical space heating requirements for new homes, without wood as a supplementary heating fuel, is estimated to be 17,000 KW.h/year. Forecast of electrical use for space heating is reduced by 0.5% per year to allow for the effect of conservation and increased energy efficiency of new homes.

The estimate of annual electrical space heating energy and for other applications were input into the residential "end use" model. The residential space heating energy used per average home was updated based on NB Power's 1985 Appliance Saturation Survey results and is confirmed by application of the end use model to the actual experience in the fiscal year 1985/86 and again in 1986/87.

Tables B1 gives the results of the "end use" model for the latest complete fiscal year (1986/87). Table B2 shows the result of the "end use" model for the last forecast year (2001/02). The increasing contribution of electric space heating to the average annual consumption is related to the increasing saturation level of electric space heating which is forecast to increase from 45.4% in the fiscal year 1986/87 to 72% by the year 2001/02.

TABLE B1

END USE ESTIMATES FOR RESIDENTIAL ELECTRICAL USE
FISCAL YEAR 1986/87

ELECTRICAL APPLIANCE OR EQUIPMENT	SATURATION LEVEL	ANNUAL APPLIANCE CONSUMPTION (kWh)	CONTRIBUTION TO AVERAGE HOUSEHOLD CONSUMPTION (kWh)	% OF TOTAL
(1) HEATING SYSTEM	45.4%	14055	6377	44.1
(2) WATER HEATER	78.6%	3900	3065	21.2
(3) REFRIGERATOR	100.0%	1269	1269	8.8
(4) COOKING STOVE	96.6%	1107	1069	7.4
(5) FREEZER	63.1%	837	528	3.6
(6) DISHWASHER	35.5%	360	128	0.9
(7) CLOTHES WASHER	84.5%	90	76	0.5
(8) CLOTHES DRYER	77.5%	914	708	4.9
(9) TELEVISION	100.0%	387	387	2.7
(10) AIR CONDITIONER	8.2%	500	41	0.3
(11) LIGHTING	100.0%	600	600	4.1
(12) MISCELANEOUS	100.0%	222	222	1.5
(13) TOTAL			14471	100.0

TABLE B2

END USE ESTIMATES FOR RESIDENTIAL ELECTRICAL USE
FISCAL YEAR 2001/02

ELECTRICAL APPLIANCE OR EQUIPMENT	SATURATION LEVEL	ANNUAL APPLIANCE CONSUMPTION (kWh)	CONTRIBUTION TO AVERAGE HOUSEHOLD CONSUMPTION (kWh)	% OF TOTAL
(1) HEATING SYSTEM	72.0%	13602	9793	51.9
(2) WATER HEATER	89.0%	3900	3471	18.4
(3) REFRIGERATOR	100.0%	1367	1367	7.2
(4) COOKING STOVE	99.9%	952	951	5.0
(5) FREEZER	82.7%	777	643	3.4
(6) DISHWASHER	52.2%	334	174	0.9
(7) CLOTHES WASHER	82.3%	90	74	0.4
(8) CLOTHES DRYER	84.9%	985	836	4.4
(9) TELEVISION	100.0%	450	450	2.4
(10) AIR CONDITIONER	10.9%	500	55	0.3
(11) LIGHTING	100.0%	600	600	3.2
(12) MISCELANEOUS	100.0%	461	461	2.4
(13) TOTAL			18875	100.0

APPENDIX C

OFF-OIL CONVERSIONS

Some 30,000 residential customers converted from oil to electric space heating using the federal government grant of $800 for off-oil conversion under the Canada Oil Substitution Program which started in October 1980 and ended on March 31, 1985. An additional 12,000 customers have converted to electric space heating between April 1985 and March 1987.

Reduction in the world price of oil in 1986 lowered the price of home heating oil in New Brunswick. However, electricity remained a less expensive alternative to oil burned at 65% efficiency (the level for most existing oil furnaces) and competitive with oil at 85% efficiency (the level expected for new oil furnaces recently introduced in the market place) excluding the higher maintenance and capital cost associated with oil fuel furnace.

Historical data from NB Power (Figures C.1, C.2) indicates that residential customers have converted from oil to electricity even when oil was cheaper than electricity. For example, in the period 1976 to 1979, when oil was some 40% cheaper, the number of oil heated homes in NB Power areas decreased by 23,000. This reduction was offset by an increase of 13,000 wood heated homes and 10,000 electric heated homes. This confirms the general preference for electric space heating resulting from comfort, safety, cleanliness considerations.

Despite the decline in the price of home heating oil in 1986 and the removal of the federal incentive to convert, some 6300 residential customers converted to electric space heating systems in the fiscal year 1986/87. This conversion rate exceeded the 5000 oil furnace failures estimated in the year. The long term conversion potential is expected to be 75% of the total oil heated residences in the province reflecting the results of a marketing study and the fact that conversion to electric heat could be uneconomical for some of the older homes and multiple dwelling buildings.

FIGURE C.1

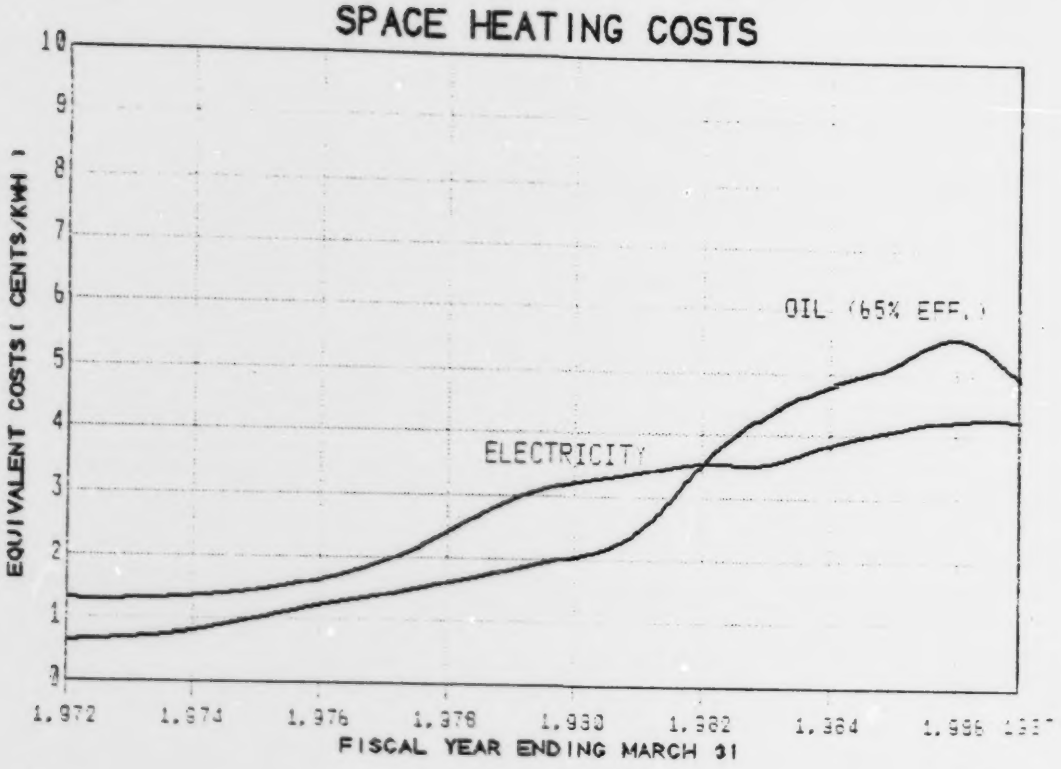
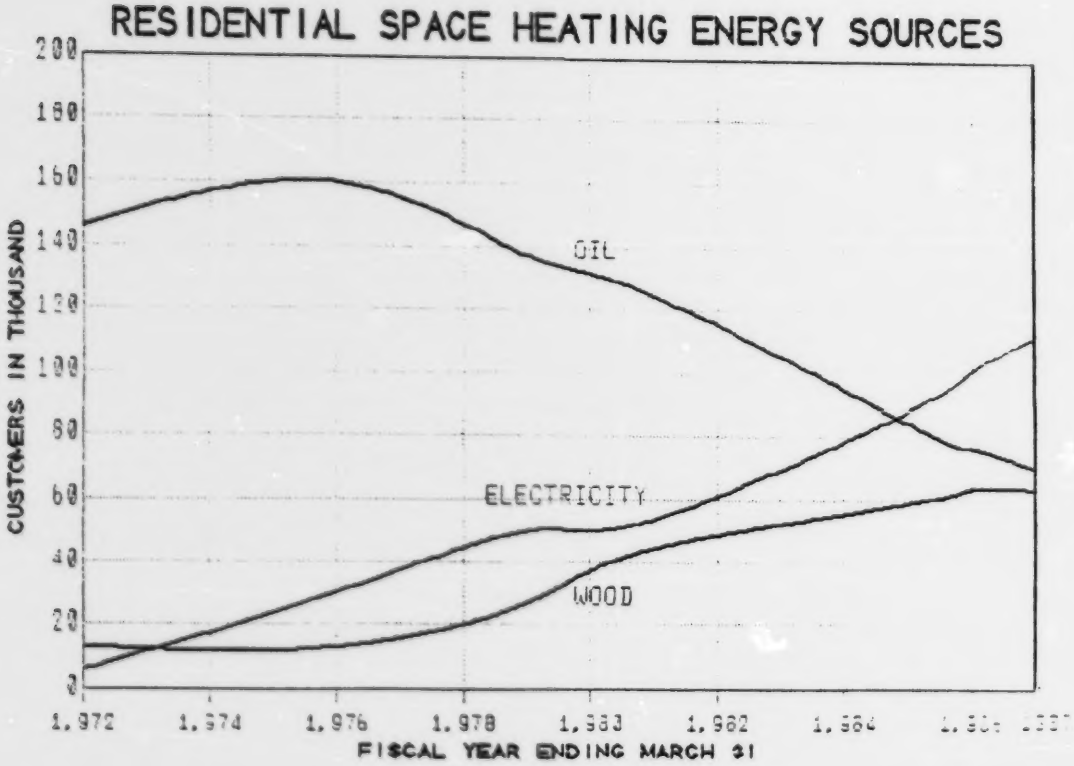


FIGURE C.2



The 52,000 potential conversions to electric space heat are forecast to be realized by the fiscal year 1997/98 reflecting the forecast of oil furnace failures and continuation of marketing efforts to expedite the conversion decision.

TABLE C1

ELECTRIC SPACE HEATING CONVERSIONS
HISTORY AND FORECAST

FISCAL YEAR	NUMBER OF CONVERSIONS
HISTORY	
1981/82	2971
1982/83	5878
1983/84	6074
1984/85	12076
1985/86	8710
1986/87	6311
FORECAST	
1987/88	5200
1988/89	5200
1989/90	5200
1990/91	5200
1991/92	5200
1992/93	5000
1993/94	4800
1994/95	4500
1995/96	4200
1996/97	3900
1997/98	3600
TOTAL FORECAST	52,000

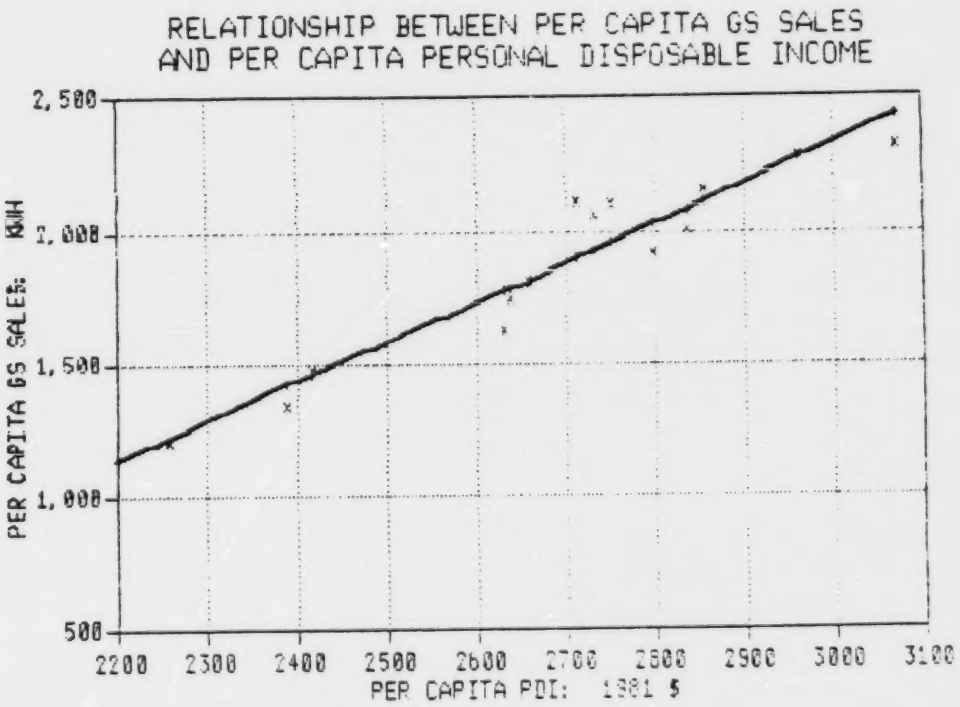
APPENDIX D

GENERAL SERVICE FORECAST MODEL

Unlike the Residential classification, the lack of detailed data precludes the use of "End-Use Modelling" for forecasting General Service sales.

Based on the economic theory that the demand for services (such as personal and public services) is income elastic (1), the forecast is based on a relationship between per capita general service sales and per capita personal disposable income (See Figure D1). The level of economic activity in New Brunswick in turn determines the level of per capita personal disposable income. (2)

FIGURE D1



(1) The demand for goods and services is income elastic, i.e. a 1% increase in income produces more than 1% increase in demand for the goods and services.

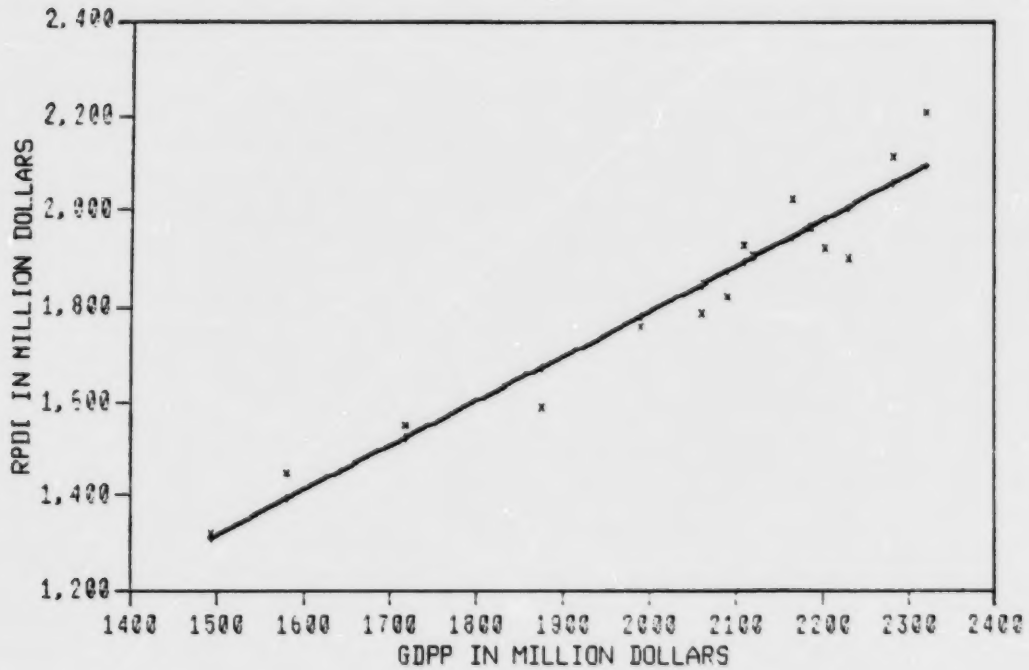
(2) Personal disposable income (PDI) and overall level of economic activity as measured by the Gross Domestic Provincial Product (GDPP) are adjusted for inflation.

Correlation of per capita general service sales and per capita personal disposable income shows that for each $1 increase in personal disposable income per capita, the general service sales per capita increase by 1.36 KW.h. Thus if personal disposable income and population forecasts are known, this relationship can be used in forecasting General Service sales.

Population forecast used in the Residential "end use" model is also applicable here (Appendix A). The personal disposable income is linked to economic activity as measured by the Gross Domestic Provincial Product(GDPP) as shown in Figure D2 below. Based on a long term forecast of 2.9% increase for Canada (1) and the historical relationship which shows that between 1971 and 1986 the growth in GDPP for New Brunswick was 76% of Canadian average, this forecast assumes a 2.2% annual GDPP growth.

FIGURE D2

REAL PERSONAL DISPOSABLE INCOME AND GROSS DOMESTIC PROVINCIAL PRODUCT



The economic and population forecasts when input in the forecast model result in an average annual growth of 3.6 percent for General Service sales.

---

(1) Source: Data Resources Canada: Canadian Reviev, Four Paths to 1995, Spring 1982.

APPENDIX E

PULP & PAPER INDUSTRY

Sales to the pulp and paper industry have grown from 1015 GW.h to 2734 GW.h between the fiscal years 1971/72 and 1986/87; an average increase of 6.8% per year during the last 15 years. In 1986/87 electrical sales to this industry group accounted for some 74% of the industrial transmission sales and 31% of the total in-province sales. The long term prospects of the pulp and paper industry and its implications for the industrial load forecast are outlined below.

The four key considerations in forecasting the industry's electrical requirements are (i) the availability of the resource, (ii) the demand for the industry's product, (iii) further processing of the current final product, (iv) effects of new electrical technologies such as high temperature heat pumps.

(i) Resources: Extensive empirical and scientific research related to the availability of wood has been done by the New Brunswick Department of Natural Resources (DNR). Findings of this research indicate that: "...no immediate problem with wood supply and, even in the worst situation, no problems closer than 15-20 years".(1)

Wood supply to support the existing industry was therefore not considered to be a constraint in forecasting the load for this industry. Prudent planning however dictates the need to examine the industry's prospects beyond the fifteen year load forecast period. The above mentioned DNR report indicates that under current forest management practices, the province will experience a slight shortage of wood in the period between 30 and 40 years from now. However, there is no imminent depletion of the resource and the industry should therefore continue to be a large consumer of electricity.

(1) Good Forest Management - A Commitment to Action, New Brunswick Department of Natural Resources.

(ii) Product Demand: Food and Agriculture Organization (FAO) of the United Nations does extensive research on the pulp and paper industry. FAO estimates indicate that the product demand in Canada's main markets, i.e. North America, western Europe and Japan, will increase by an average of little over 3 percent annually[2]. This should allow cost competitive New Brunswick producers to maintain at least the current levels of export.

(iii) Further Product Processing: One example of further processing is the recent completion of a new paper mill to produce light- weight coated paper by integrating the Kraft pulp and groundwood pulp from two existing mills. The coated paper serves as a captive market for some 40 percent of the output from the two pulp mills which previously sold all their pulp in the open market. The lightweight coated paper mill started its production in July, 1986. The probability of having a second light weight coated machine installed in the future is quite high.[3] Other prospects for further product processing include the possibility that some of the mills which currently sell pulp may, at some future date, convert to newsprint or other suitable paper products.

(iv) New Technology: Application of electrically driven heat pumps and mechanical vapor recompression equipment to utilize the waste heat in the exhaust steam is supported by recent research.[4] The potential load in newsprint mills through heat pump applications has been estimated at some 35 MW.[5] The potential for heat pumps in the Kraft Mills is the subject of a Canadian Electrical Association research project. Other potential use of electric energy in the wood processing industry is for lumber and paper drying using radio frequency (microwave) in a vacuum chamber [6].

---

(2) Interim Report of the Forest Industries and Forest Advisory Committee to the Honourable Edward C. Lumley, Minister of Industry Trade and Commerce and Regional Economic Expansion.

(3) See "Second Paper Machine; Telegraph Journal, Saint John, 86-04-14, page 19.

(4) Heat Pumping in Industry - A State of the Art Study, CEA Research Report 130 USA.

(5) The potential for heat pumps in the pulp and paper, chemical & food and beverage industries - CEA report No. 327U435, September 1985.

(6) The potential for electrical drying process in Canadian industry - CEA preport NO. 409U464, June 1986.

APPENDIX F

MINING INDUSTRY

Mining and smelting related firm industrial transmission sales have increased from 356 GW.h to 683 GW.h between the fiscal year 1971/72 and 1986/87. In 1986/87 electrical sales to this industry group accounted for 16% of the firm industrial transmission sales and 6% of the total in-province supply.

The key considerations in forecasting the industry's electrical requirements are (i) demand for the industry's products (ii) the potential for new mines, (iii) re-opening of existing mines (iv) the potential for further electrification of the mining industry by application of new electro-technologies.

(i) Product Demand: Reduction in zinc use in the automobile industry and lead requirements for gasoline production resulted in lower prices and were instrumental in the closure of the smaller of the two zinc, lead mines in 1984. The demand for the remaining zinc and lead produced in the province has been and is forecast to remain stable. The demand for other mineral products, mainly potash, is also forecast to sustain the existing mines.

(ii) New Mines: A third potash mine in New Brunswick forecast to be in production by the late eighties is now rescheduled to beyond 1990 because of low demand estimated for potash in the near future. A gold mine near Saint John started its production in the summer of 1986 and is expected to go into year-round operation. Another gold mine in the Bathurst area is expected to be opened soon.

(iii) Re-opening Existing Mines: A zinc-lead mine which stopped production in 1973 is now expected to reopen in late 1988. Exploration work is also being conducted at another copper, zinc and lead mine which stopped production in 1984. An antimony mine which reopened in 1985 is likely to continue operating over the forecast horizon. The company is also expected to construct an antimony smelter at the mine

site to convert the antimony sulfide it produces to either antimony metal or antimony oxide. The smelting technology is considered to be technically feasible and economically viable.

(iv) Further Electrification: Potential for using electrically operated mining and material handling equipment and the application of infrared drying and heat pump technology [1] are other areas which would lead to sales growth in the mining industry.

---

(1) Canadian Electrical Association has awarded a Research Project to estimate the potential load related to heat pump application in the mining industry.

PRÉVISION DES CHARGES DE QUINZE ANS

1987 - 2002

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

STRATÉGIE DU DÉVELOPPEMENT

JUIN 1987

TABLE DES MATIÈRES

		PAGE
	INTRODUCTION	i
1.0	PRÉVISION DES CHARGES 1987 - 2002	1
1.1	Résumé	1
1.2	Méthodologie de la prévision	8
1.3	Usage domestique	10
1.3.1	Nombre d'abonnements domestiques	10
1.3.2	Consommation moyenne d'énergie par abonnement domestique	11
1.3.3	Prévision des besoins de l'usage domestique	13
1.4	Usage général	16
1.4.1	Prévision des besoins de l'usage général	17
1.5	Éclairage Public	20
1.5.1	Prévision des besoins pour l'éclairage public	20
1.6	Usage industriel-distribution	22
1.6.1	Prévision des besoins de l'usage industriel-distribution	24
1.7	Ventes en gros pour revente	26
1.7.1	Prévision des besoins pour les ventes en gros	26
1.8	Usage industriel-transport	28
1.8.1	Ventes garanties	29
1.8.2	Ventes non garanties	30
1.8.3	Prévision des besoins de l'usage industriel-transport	31
2.0	RÉSULTATS GLOBAUX DE LA PRÉVISION	33
2.1	Généralités	33
2.2	Ventes mensuelles	33
2.3	Alimentation mensuelle	38
2.4	Pointe horaire mensuelle	39
3.0	INCERTITUDES DE LA PRÉVISION	40
3.1	Généralités	40
3.2	Plage de la prévision	41

TABLE DES MATIÈRES (suite)

ANNEXES		PAGE
A	Nombre d'abonnements.....	A1
B	Consommation d'énergie par abonnement.....	B1
C	Conversions à l'électricité.....	C1
D	Modèle de prévision des besoins de l'usage général.....	D1
E	L'industrie des pâtes et papiers.....	E1
F	L'industrie minière.....	F1

TABLEAUX

TABLEAU		PAGE
1	Résumé de la prévision	1
2	Besoins en énergie - Prévisions de 1986 et 1987	2
3	La pointe horaire - Prévisions de 1986 et 1987	2
4	Prévision de 1987 de l'alimentation et de la pointe	5
5	Besoins énergétiques de l'usage domestique (GW.h)	14
6	Besoins énergétiques de l'usage général (GW.h)	18
7	Besoins énergétiques pour l'éclairage public (GW.h)	21
8	Besoins énergétiques de l'usage industriel-distribution (GW.h).	25
9	Besoins énergétiques (GW.h) pour les ventes en gros (pour revente)	27
10	Besoins énergétiques de l'usage industriel-transport (GW.h)	32
11	Prévision de l'alimentation en énergie, de la pointe et du facteur de charge	35
12	Résumé de la croissance prévue	37
13	Alimentation mensuelle nette du réseau (GW.h)	38
14	Pointe horaire mensuelle nette du réseau (MW)	39
15	Sensibilité aux intrants particuliers de la prévision	44
16	Effet d'une croissance de ± 0,5 % sur la prévision	45
A1	Historique et prévision de la population et des ménages	A3
A2	Nombre total d'abonnements domestiques	A4
B1	Évaluation de la consommation par application domestique, année financière 1986-1987	B4
B2	Évaluation de la consommation par application domestique, année financière 2001-2002	B4
C1	Historique et prévision du nombre de conversions à l'électricité des systèmes de chauffage au mazout	C4

FIGURES

FIGURE		PAGE
1	Alimentation en énergie (GW.h), Historique et prévision.....	6
2	Pointe horaire annuelle (MW), Historique et prevision.....	6
3	Ventes intra-provinciales et alimentation globale.....	7
4	Ventes d'énergie par catégorie d'abonnements, Année financière 1986-1987.....	8
5	Methodologie de la prévision.....	9
6	Ventes (kW.h) par abonnement domestique permanent.....	15
7	Ventes (KW.h) à l'usage général par habitant.....	19
8	Rapport historique entre les ventes à l'usage industriel-distribution et la croissance économique.....	23
9	Ventes à l'usage industriel-distribution et croissance économique.....	23
10	Ventes par catégorie d'industries, Année financière 1986-87....	28
11	Alimentation en énergie (GW.h), Historique et prévision.....	36
12	Pointe horaire annuelle (MW), Historique et prévision.....	36
13	Ventes intra-provinciales et alimentation globale.....	37
C.1	Coûts du chauffage des locaux.....	C3
C.2	Sources d'énergie de chauffage domestique.....	C3
D.1	Rapport entre les ventes à l'usage général par habitant et le revenu personnel disponible par habitant.....	D1
D.2	Revenu personnel disponible réel et produit provincial intérieur brut.....	D2

INTRODUCTION

Dans une entreprise d'électricité, la Prévision des charges représente le point de départ de la majorité des activités de planification. Le présent document fournit une prévision des besoins en électricité intra-provinciaux de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) pendant une période de quinze ans. La Prévision des charges de 1987 remplace celle d'avril 1986.

La prévision des charges est établie annuellement en se fondant sur une analyse de causalité portant sur les éléments suivants: charges des années précédentes, données recueillies au moyen de sondages auprès des abonnés, facteurs économiques, démographiques, technologiques et autres qui influencent la demande d'électricité.

En plus de prévoir les besoins pour chaque catégorie de ventes ainsi que l'alimentation totale mensuelle, le présent document comprend une prévision de la pointe horaire mensuelle (la quantité d'énergie maximale requise pendant une heure). Les résultats de la prévision servent à la planification à court et à long termes, surtout en ce qui a trait aux finances et aux installations.

Il est probable que les charges réelles diffèrent des charges prévues, et les écarts sont d'autant plus élevés que la prévision traite des dernières années de la période visée. Les écarts peuvent avoir une influence importante sur les besoins financiers futurs et les besoins en installations. C'est pourquoi le présent document comprend une plage de variations qui tient compte de différents paramètres qui peuvent influencer la prévision et de leur impact sur les résultats définitifs.

PRÉVISION DES CHARGES

1987 - 2002

1. PRÉVISION DES CHARGES 1987-2002

1.1 Résumé

Au cours de la période de quinze ans entre les années financières (1) 1986-1987 et 2001-2002, les besoins en énergie des abonnés provinciaux d'Énergie NB devraient connaître un taux de croissance annuel moyen de 2,9%, passant de 11199 GW.h à 17301 GW.h. Quant à la pointe horaire associée à cette énergie, elle devrait augmenter de 1211 MW (taux moyen de 3,1% par an), passant de 2110 MW, le niveau de janvier 1987, à 3321 MW, niveau prévu pour janvier 2002. (Voir le tableau 1 ci-dessous.)

TABLEAU 1

RÉSUMÉ DE LA PRÉVISION

ANNÉE FINANCIÈRE	ÉNERGIE (GW.h)	CROISSANCE ANNUELLE* GW.h	%	POINTE (MW)	CROISSANCE ANNUELLE* MW	%
1986-1987 (charge réelle)	11199			2110		
1991-1992 (5e année)	13560	472	3,9	2587	95	4,2
1996-1997 (10e année)	15584	438	3,4	2998	89	3,6
2001-2002 (15e année)	17301	407	2,9	3321	81	3,1

* Croissance annuelle moyenne à partir de l'année financière 1986-1987.

En 1986-1987, les besoins en électricité réellement enregistrés ont dépassé de 288 GW.h (2,6%) et de 39 MW (1,8%) les niveaux prévus en 1986. Cette différence entre en ligne de compte dans la prévision de 1987, qui donne des charges plus élevées que celles prévues en 1986 pour toutes les années visées (voir les tableaux 2 et 3). La différence est de 745 GW.h (5,8%) pour l'énergie et de 149 MW (6,1%) pour la pointe à la cinquième année de la prévision, c'est-à-dire l'année financière 1991-1992. D'ici l'année 2000-2001,

(1) L'année financière commence le 1er avril et se termine le 31 mars.

la dernière année où la comparaison est possible, le niveau prévu en 1987 est de 1099 GW.h (237 MW), soit environ de 7% supérieur à celui prévu en 1986. De fait, la prévision des charges de 1987 représente un devancement de presque deux ans de celle de 1986 pour l'année 1991-1992 et de trois ans d'ici l'année 2000-2001.

TABLEAU 2

BESOINS EN ÉNERGIE - PRÉVISIONS DE 1986 ET 1987

	ÉNERGIE (GW.h)			
ANNÉE FINANCIÈRE	PRÉVISION de 1986	PRÉVISION de 1987	DIFFÉRENCE GW.h	%
1986-1987	10911	11199 (charge réelle)	288	2,6
1991-1992	12815	13560	745	5,8
1996-1997	14560	15584	1024	7,0
2000-2001	15875	16974	1099	6,9

TABLEAU 3

LA POINTE HORAIRE - PRÉVISIONS DE 1986 ET 1987

	POINTE HORAIRE (MW)			
ANNÉE FINANCIÈRE	PRÉVISION de 1986	PRÉVISION de 1987	DIFFÉRENCE MW	%
1986-1987	2071	2110 (charge réelle)	39	1,8
1991-1992	2438	2587	149	6,1
1996-1997	2776	2998	222	8,0
2000-2001	3025	3262	237	7,8

Le changement par rapport à la prévision de 1986 est attribuable au dépassement du niveau prévu dans toutes les catégories d'abonnements pendant l'année financière 1986-1987 et à des indications claires que les augmentations continueront, surtout au cours des cinq prochaines années. Les facteurs qui sont à l'origine de la croissance prévue des charges des trois catégories principales d'usage (domestique, général et industriel) sont expliqués plus bas.

Usage domestique

Il est prévu que les ventes augmenteront de 2,8% (123 GW.h) par an en raison de l'effet combiné de 44000 nouveaux abonnements et de 52000 conversions à l'électricité pour le chauffage des locaux, compte tenu de l'adoption de mesures d'économie de l'énergie et de l'acquisition d'appareils électriques à rendement énergétique élevé.

L'augmentation de 44000 du nombre d'abonnements (3000 en moyenne par an) est liée à une croissance démographique s'élevant en moyenne à 4000 par an (de 712900 en 1986 à 772200 en 2001) et à un déclin prévu du nombre de personnes par abonnement, qui devrait passer du niveau actuel de 2,90 à 2,67 d'ici la fin de la période de prévision. Statistique Canada a préparé une prévision démographique pour Énergie NB en se basant sur les taux prévus de fécondité et de mortalité les plus probables et sur l'hypothèse d'Énergie NB que le taux de migration inter-provinciale à long terme sera nul (voir Annexe A).

Quant à la prévision de 52000 conversions (en moyenne 3500 par an), elle a été préparée, de concert avec la division Commercialisation, à la lumière d'un sondage effectué en 1987 auprès des abonnés domestiques pour determiner leurs intentions en ce qui a trait à la conversion.

En ce qui concerne les mesures d'économie de l'énergie et l'utilisation d'appareils électriques à haut rendement énergétique, la prévision tient compte de ce qui suit: un déclin annuel de 0,5% des besoins énergétiques pour le chauffage des locaux et un déclin annuel de 2% de

l'électricité consommée pour faire la cuisine, ce dernier étant attribuable à l'utilisation plus fréquente des fours à micro-ondes (voir Annexe B).

Usage général

Le taux de croissance annuel moyen prévu de 3,6% (86 GW.h) est obtenu à partir d'un modèle qui fait la corrélation entre les besoins du service général et le revenu personnel disponible. L'effet sur les ventes à cet usage d'une utilisation croissante de l'électricité pour la climatisation des locaux ainsi que l'utilisation des ordinateurs et d'autre matériel bureautique est reflété dans le modèle par le rapport existant entre la consommation en kW.h par personne et le revenu réel personnel disponible par personne (voir Annexe D).

Usage industriel

La prévision d'une croissance annuelle moyenne de 3,0% et de 2,7% des ventes aux usages industriel-distribution et industriel-transport respectivement tient compte des effets de ce qui suit: augmentation des besoins des industries existantes, perspectives de conditionnement plus avancé des produits dans les industries des pâtes et papiers, possibilités de mise en exploitation de nouvelles mines et implantation de nouvellles technologies, surtout pour le séchage du bois et des pâtes et papiers.

Près d'un tiers de la croissance annuelle prévue pour les ventes industrielles résulte d'une évaluation probabiliste de charges connues qui s'ajouteront au réseau. Un autre tiers est attribuable aux possibilités de hausse du niveau de production des abonnés existants et d'accroissement de la charge dû à des projets imprévisibles du secteur industriel. Quant à la portion restante de la croissance prévue, elle est liée à l'implantation possible de nouvelles électrotechnologies qui remplaceront d'autres sources d'énergie utilisées à l'heure actuelle, comme par exemple, les pompes à chaleur, les torches à plasma et les processus de séchage à micro-ondes.

Résultats globaux

Le tableau 4 montre les résultats globaux de la prévision de 1987 de l'énergie et de la pointe. Les figures 1 et 2 montrent l'historique et la prévision pour l'alimentation en énergie et pour la pointe respectivement. À la figure 3 on trouve l'historique et la prévision des ventes par catégorie d'abonnement, ainsi que l'alimentation globale des besoins énergétiques intra-provinciaux.

TABLEAU 4

PRÉVISION DE 1987 DE L'ALIMENTATION ET DE LA POINTE

	ÉNERGIE		POINTE	
ANNÉE FINANCIÈRE	TOTAL (GW.h)	CROISSANCE ANNUELLE (%)	MAXIMUM (MW)	CROISSANCE ANNUELLE (%)
1986-1987 (charge réelle)	11199	9,2	2110	5,4
1987-1988	11701	4,5	2232	5,8
1988-1989	12123	3,6	2321	4,0
1989-1990	12581	3,8	2410	3,8
1990-1991	13050	3,7	2501	3,8
1991-1992	13560	3,9	2587	3,4
1992-1993	13975	3,1	2675	3,4
1993-1994	14383	2,9	2767	3,1
1994-1995	14788	2,8	2839	3,0
1995-1996	15189	2,7	2920	2,9
1996-1997	15584	2,6	2998	2,7
1997-1998	15973	2,5	3079	2,7
1998-1999	16319	2,2	3144	2,1
1999-2000	16649	2,0	3204	1,9
2000-2001	16974	2,0	3262	1,8
2001-2002	17301	1,9	3321	1,8

FIGURE 1

POINTE HORAIRE ANNUELLE (MW)
HISTORIQUE ET PRÉVISION

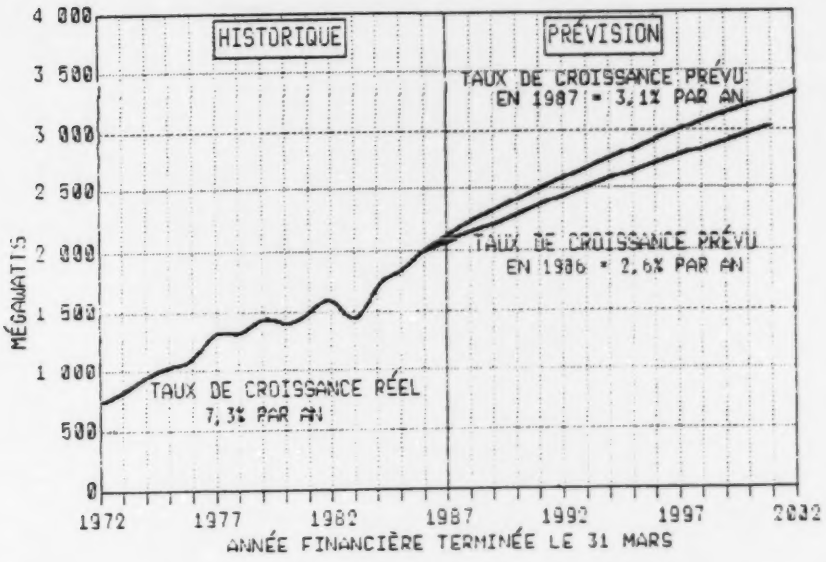


FIGURE 2

ALIMENTATION EN ÉNERGIE (GW.h)
HISTORIQUE ET PRÉVISION

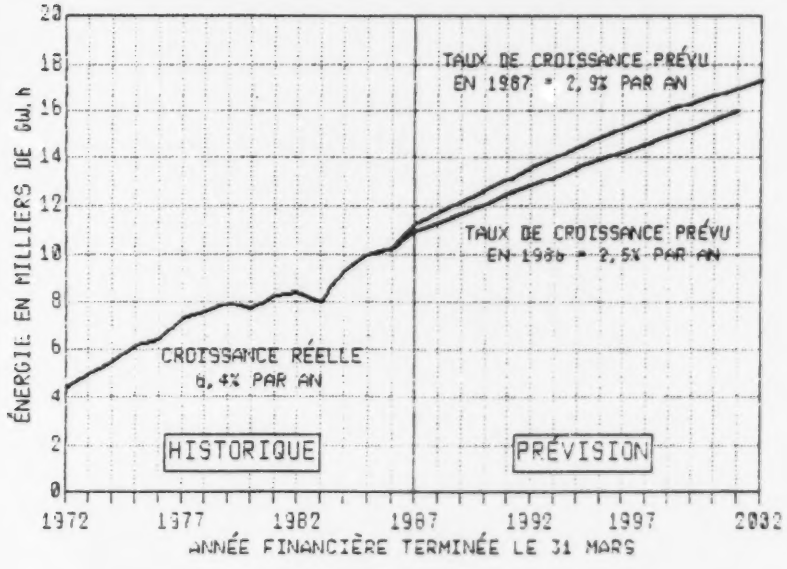
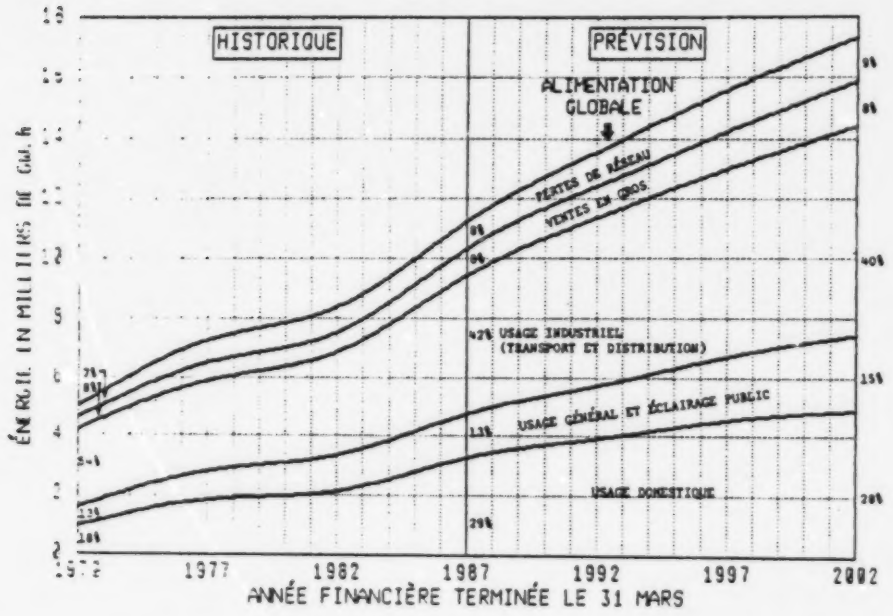


FIGURE 3

VENTES INTRA-PROVINCIALES ET ALIMENTATION GLOBALE



Remarque: Le pourcentage (%) indique la proportion par rapport à l'alimentation globale en énergie.

1.2 Méthodologie de la prévision

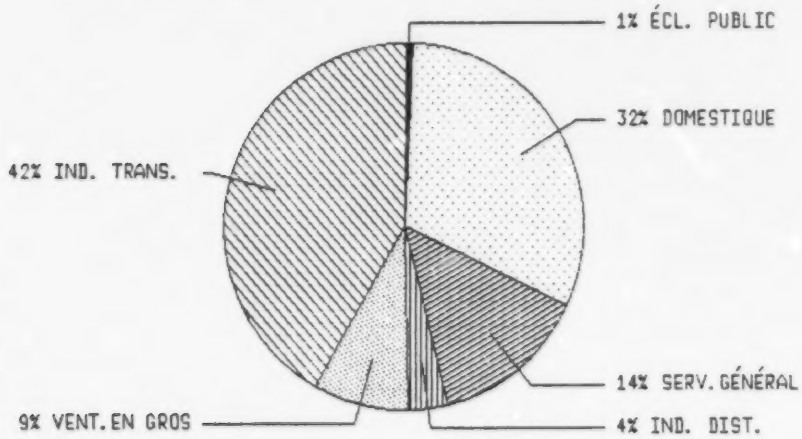
Aux fins de l'exercise de prévision, la charge électrique du Nouveau-Brunswick se divise en trois catégories principales: usage domestique, usage général et usage industriel. Cette division se base sur la similarité de la demande électrique des différents éléments de chaque catégorie ainsi que des facteurs communs qui influencent leurs besoins en électricité.

L'usage domestique comprend les ménages permanents et saisonniers, les églises et les fermes. L'usage général comprend surtout des établissements commerciaux et institutionnels. Quant à l'usage industriel, il comprend principalement des abonnés se consacrant à la fabrication et au traitement des produits ou à l'extraction des matières premières.

Pour permettre son utilisation pour la planification du réseau et l'élaboration des prévisions budgétaires, la Prévision des charges englobe les six catégories d'abonnements suivantes: usages domestique, général, industriel-distribution, industriel-transport, éclairage public et ventes en gros (pour revente aux usages mentionnés plus haut par les entreprises d'électricité municipales de Saint John et d'Edmundston). La figure 4 ci-dessous présente la répartition des ventes par catégorie d'abonnements et la figure 5 une représentation graphique de la méthodologie dont on s'est servi pour la prévision.

FIGURE 4

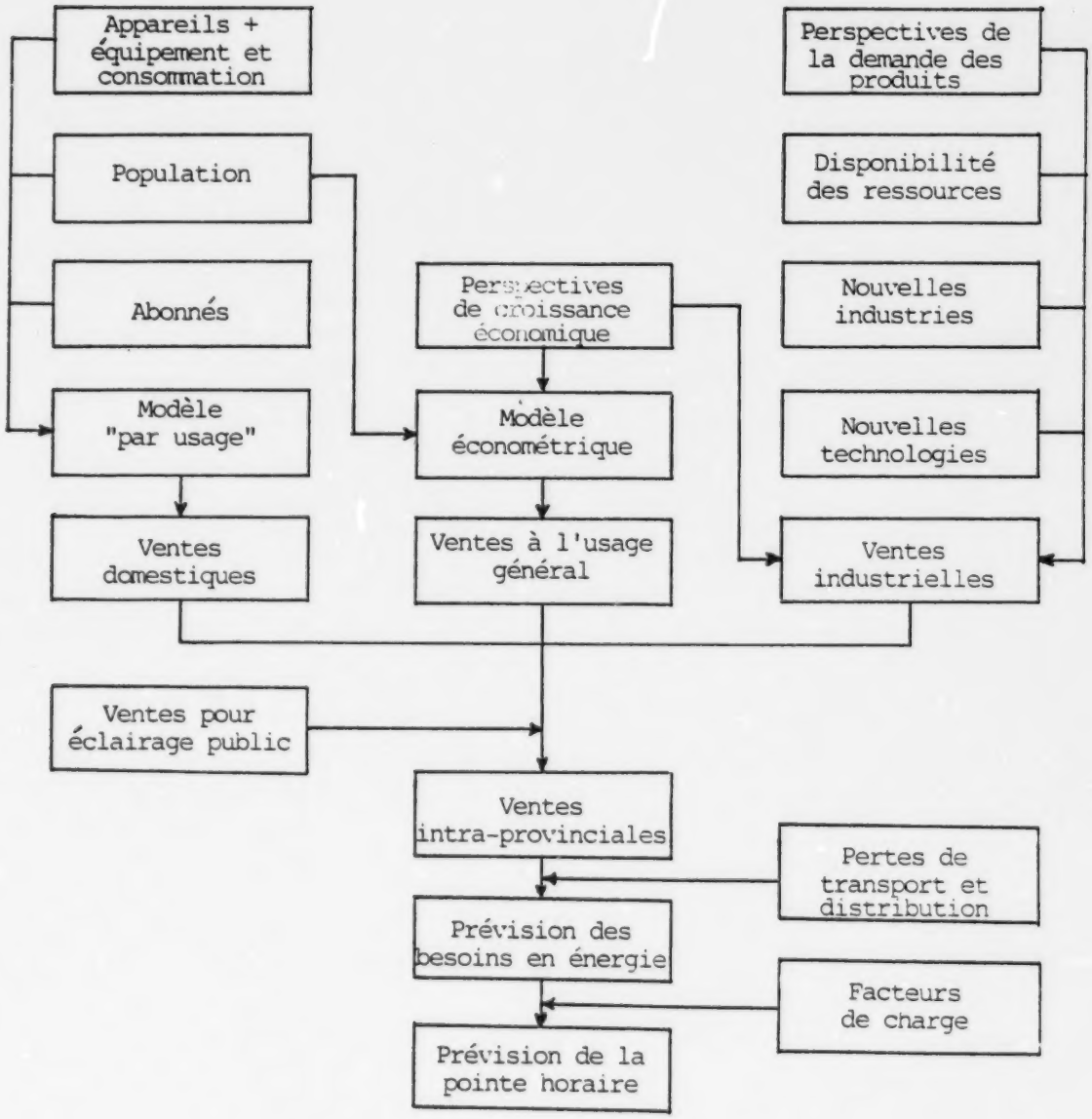
VENTES D'ÉNERGIE PAR CATÉGORIE D'ABONNEMENTS
ANNÉE FINANCIÈRE 1986-1987



VENTES TOTALES : 10 303 GW.h

METHODOLOGIE DE LA PREVISION

FIGURE 5



1.3 USAGE DOMESTIQUE

Les besoins en électricité de l'usage domestique dépendent principalement du nombre de ménages (unités de logement occupées) et de la consommation d'électricité pour chaque application au sein de ces ménages, surtout le chauffage des locaux et de l'eau. La consommation prévue de l'usage domestique comprend également les ventes aux fermes et aux églises, qui représentent quelque 3% des ventes totales de cet usage, ainsi que celles aux abonnés saisonniers (chalets), qui s'élèvent à moins de 1% de ces ventes.

La prévision des besoins de l'usage domestique se base sur un modèle qui se formule de la façon suivante:

ÉNERGIE (kW.h) = Nombre d'abonnements permanents
x consommation moyenne par abonnement

Les ventes aux abonnements permanents (ménages, fermes et églises) représentent 99% des ventes totales de cet usage. Leur prévision est effectuée en se basant sur une analyse des tendances historiques et courantes des ventes ainsi que sur des données recueillies au moyen de sondages auprès des abonnés. La prévision des ventes aux abonnements saisonniers, soit 1% des ventes totales à l'usage domestique, est établie par l'extrapolation des données relatives aux récentes tendances.

1.3.1 Nombre d'abonnements domestiques

À la fin de mars 1987, l'usage domestique comptait 261138 abonnements, dont 245500 abonnements permanents et 15638 abonnements saisonniers. Parmi les abonnements permanents, 213000 sont directement desservis par Énergie NB et les 32500 restants par les entreprises d'électricité municipales d'Edmundston et de Saint John. Au cours des quinze dernières années, le nombre d'abonnements domestiques permanents a connu un taux de croissance annuel de 2,8% (5500 abonnements par an). Ce taux est plus de trois fois supérieur au taux de croissance moyen de la population, qui est de 0,8%, et reflète un

déclin du nombre moyen de personnes par abonnement, qui est passé de 3,90 à 2,90 personnes.

Il est prévu qu'au cours des quinze prochaines années le nombre d'abonnements domestiques permanents augmentera de 3000 par an. Cette augmentation est attribuable à une croissance démographique prévue de 0,5% par an et à une stabilisation relative du nombre de personnes par abonnement, qui passerait de 2,90 à 2,67 personnes. La croissance démographique prévue est inférieure à la croissance historique, ce fait résultant de la baisse des taux de fécondité et de mortalité. Quant à la stabilité relative au nombre de personnes par abonnement, elle est due aux tendances récentes ainsi qu'aux changements démographiques (voir Annexe A pour plus de détails).

Au cours des quinze dernières années, le nombre d'abonnements saisonniers a augmenté de 275 par an. La croissance annuelle prévue de 200 abonnements est basée sur les tendances manifestées aux cours des cinq dernières années.

1.3.2 Consommation moyenne d'énergie par abonnement domestique

Les besoins moyens en énergie de chaque abonnement domestique permanent dépend du nombre d'appareils électriques utilisés et de leur degré de pénétration. Au cours des quinze dernières années, la consommation annuelle moyenne par abonnement domestique permanent est passée de 5640 kW.h à 14800 kW.h, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 6,7% et indique une pénétration croissante des appareils électriques, y compris l'équipement de chauffage des locaux et de l'eau.

Le nombre d'appareils électriques est établi au moyen de sondages périodiques auprès de quelque 10000 abonnés domestiques[1]. L'analyse des résultats des sondages successifs est également utilisée pour évaluer le taux de pénétration des appareils dans les nouvelles habitations et le nombre de conversions à l'électricité (ou d'additions d'appareils électriques) dans les maisons existantes.

(1) Des sondages auprès des abonnés domestiques ont été menés en 1966, 1968, 1972, 1975, 1979, 1981 et 1985. Le prochain sondage est prévu pour janvier 1988.

Vu le fait que la consommation pour le chauffage des locaux et de l'eau représente près des deux tiers des besoins globaux de l'usage domestique, le taux de pénétration et le taux de conversions à l'électricité pour ces deux applications sont de grande importance. La prévision des besoins de ces deux applications tient compte de données recueillies auprès de la division Commercialisation suite à une évaluation des tendances courantes, des projets des abonnés et des possibilités de ventes (voir Annexe B). Il est prévu que d'ici 2001-2002, 72% des abonnements domestiques permanents utiliseront l'électricité comme source principale d'énergie pour le chauffage des locaux, comparativement à 45%, qui est la proportion en 1986-1987. De même, le pourcentage d'abonnements qui chauffent l'eau à l'électricité passera de 78% à 89%.

La consommation en énergie moyenne pour le chauffage des locaux et de l'eau, estimée maintenant à 14000 kW.h et 4000 kW.h par an respectivement, est calculée en se basant directement sur les données recueillies lors des sondages auprès des abonnés domestiques. L'effet des conversions sur la consommation est estimé en analysant la consommation avant et après la conversion de tous les abonnés d'Énergie NB qui sont identifiés comme ayant converti à l'électricité leur système de chauffage des locaux.

Les estimations de la consommation moyenne des autres appareils sont établies à partir de données publiées, corrigées de façon à ce que les résultats du modèle correspondent à la croissance réellement affichée dans le passé. La consommation moyenne prévue de chaque appareil est corrigée pour tenir compte des effets des mesures d'économies d'énergie pour le chauffage électrique. La prévision tient également compte d'autres facteurs comme le recours croissant aux fours à micro-ondes et le remplacement des réfrigérateurs à dégivrage manuel par des réfrigérateurs à dégivrage automatique. L'Annexe B contient une étude plus détaillée de la consommation par abonnement domestique permanent.

Les besoins des abonnés saisonniers sont relativement faibles, soit 1% des ventes totales à l'usage domestique. Les prévisions de la consommation des abonnements saisonniers se basent sur les tendances établies

à partir d'une analyse des données de facturation de tous les abonnements saisonniers.

1.3.3 Prévision des besoins de l'usage domestique

La prévision des besoins de l'usage domestique indique un taux de croissance annuel moyen de 2,8%. Cet accroissement est principalement attribuable à l'utilisation croissante de l'électricité comme source principale d'énergie pour le chauffage des locaux et à l'addition prévue de 44000 abonnements domestiques permanents. Les ventes totales prévues à l'usage domestique sont réparties entres les ventes distribuées directement par Énergie NB et les ventes distribuées par les entreprises d'électricité municipales en se basant sur les tendances historiques. Le tableau 5 donne les résultats de la prévision, tandis que la figure 6 donne un diagramme de l'évolution de la consommation annuelle moyenne par abonnement permanent.

TABLEAU 5

BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE DOMESTIQUE (GW.h)

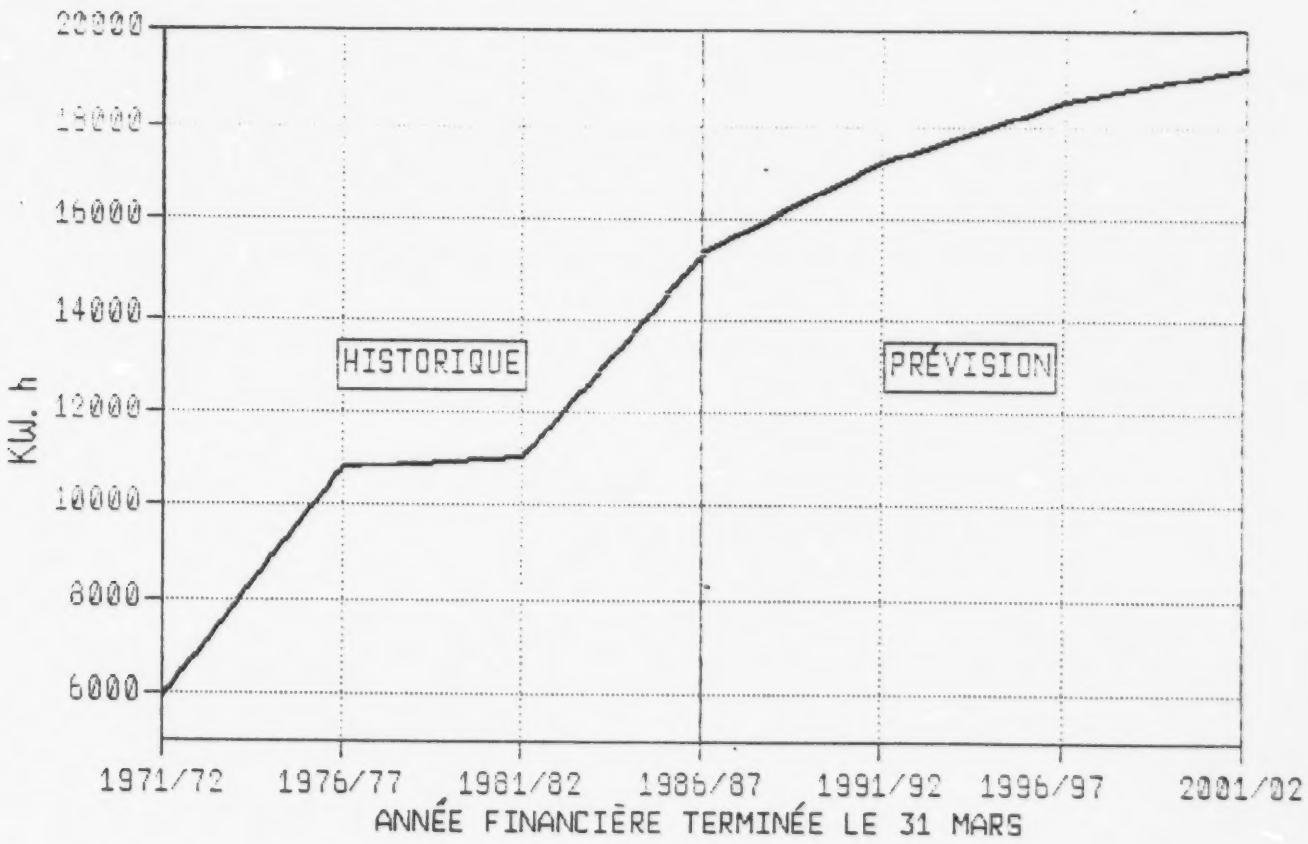
ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE* MOYENNE GW.h	CROISSANCE* MOYENNE %	VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES
HISTORIQUE					
1971-1972	935			785	150
1976-1977	2084	230	17,4	1809	275
1981-1982	2382	145	9,8	2119	263
1986-1987 (l'année dernière)	3665	182	9,5	3257	408
PRÉVISION					
1987-1988 (1ère année)	3773	108**	2,9	3344	429
1991-1992 (5e année)	4419	151	3,8	3924	495
1996-1997 (10e année)	5121	146	3,4	4548	574
2001-1902 (15e année)	5506	123	2,8	4889	617

* Croissance annuelle moyenne réelle depuis l'année financière 1971-1972 et croissance annuelle moyenne prévue à partir de 1986-1987 pour la période de prévision.

** Cette augmentation serait de 168 GW.h (4,7%) si les ventes réelles pendant l'année financière 1986-1987 sont corrigées pour tenir compte des températures inférieures à la moyenne de cette année.

FIGURE 6

VENTES (KW. h) PAR ABONNEMENT DOMESTIQUE PERMANENT



1.4. USAGE GÉNÉRAL

L'usage général ne se prête pas facilement à une prévision au moyen d'un modèle "par usage" en raison de la diversité des opérations des abonnés et de leurs besoins, qui peuvent aller de quelques kilowatts à plusieurs milliers de kilowatts. Étant donné qu'il n'existe pas de base de données détaillées pour établir un modèle de consommation "par usage", Énergie NB, comme, d'ailleurs, la plupart des entreprises d'électricité du pays, utilise des modèles économétriques pour prévoir les besoins de l'usage général.

On constate que les ventes à l'usage général, qui comprend surtout des abonnements commerciaux et institutionnels, dépendent du nombre d'habitants de la province et des conditions économiques. Près de 70% des ventes sont directement liées aux niveaux d'activité économique de certains secteurs, comme par exemple les commerces de gros et de détail, les bureaux et les industries de l'accueil. Les autres 30% sont destinées au secteur institutionnel comme, entre autres, les établissements d'enseignement et les hôpitaux, qui eux aussi subissent à long terme l'effet des conditions économiques.

Les ventes effectuées pendant les années précédentes à l'usage général peuvent être liées aux niveaux d'activité économique tels qu'ils sont mesurés par le revenu réel personnel disponible (RRPD) et au nombre d'habitants de la province. Cette relation a servi pour l'élaboration du modèle utilisé pour la prévision de la charge de cet usage. Le choix du revenu réel personnel disponible et du nombre d'habitants comme variables explicatives est conforme à leur effet sur le niveau d'activité des secteurs institutionnel et commercial.

Le même taux de croissance démographique de 0,5% par an utilisé pour la prévision des besoins de l'usage domestique (voir Annexe A) a été utilisé pour la prévision de la charge de cet usage. Les augmentations du revenu réel personnel disponible se basent sur un modèle qui le lie à la croissance économique telle qu'elle est mesurée par le produit provincial intérieur brut (PPIB). L'augmentation prévue du PPIB, qui est en moyenne de 2,2% par an, est

établie à partir de prévisions publiées des capitaux investis, de la population active et de sa productivité (voir Annexe D).

1.4.1. Prévision des besoins de l'usage général

Il est prévu que les ventes à l'usage général connaîtront un taux de croissance de 3,6% par an, en raison surtout de la croissance prévue du revenu réel personnel disponible, de la croissance démographique et du recours continu à l'électricité pour le chauffage des locaux. Les ventes totales prévues à l'usage général sont réparties entres les ventes distribuées directement par Énergie NB et les ventes distribuées par les entreprises d'électricité municipales en se basant sur les tendances historiques. Le tableau 6 ci-dessous donne les résultats de la prévision, tandis que la figure 7 donne un diagramme de l'évolution de la consommation annuelle moyenne par personne.

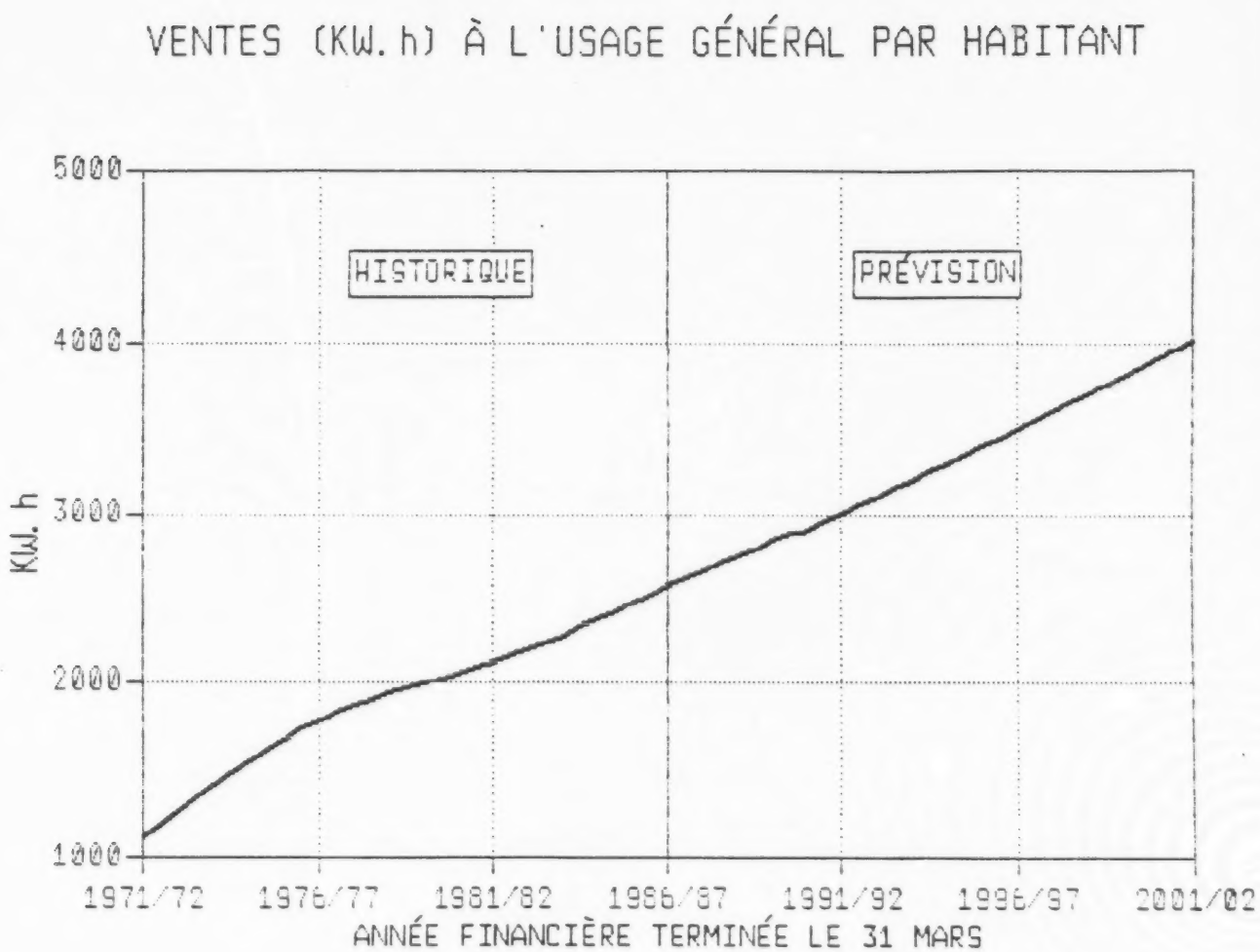
TABLEAU 6

BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE GÉNÉRAL (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE MOYENNE* GW.h	%	VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES
HISTORIQUE					
1971-1972	707			540	167
1976-1977	1209	100	11,3	935	274
1981-1982	1475	77	7,6	1169	306
1986-1987 (l'année dernière)	1817	74	6,5	1443	374
PRÉVISION					
1987-1988 (1ère année)	1895	78	4,3	1503	392
1991-1992 (5e année)	2209	78	4,0	1751	457
1996-1997 (10e année)	2639	82	3,8	2093	546
2001-2002 (15e année)	3107	86	3,6	2464	643

* Croissance annuelle moyenne réelle depuis l'année financière 1971-1972 et croissance annuelle moyenne prévue à partir de 1986-1987 pour la période de prévision.

FIGURE 7


VENTES (KW.h) À L'USAGE GÉNÉRAL PAR HABITANT
5000
4000
3000
2000
1000
KW.h
HISTORIQUE
PRÉVISION
1971/72
1976/77
1981/82
1986/87
1991/92
1996/97
2001/02
ANNÉE FINANCIÈRE TERMINÉE LE 31 MARS

1.5 ÉCLAIRAGE PUBLIC

Cette catégorie d'usage comprend les ventes non mesurées destinées à l'éclairage des rues et des parcs de stationnement, aux sentinelles à l'écart des rues ainsi qu'à tout autre service comme les signaux de passage à niveaux et d'autres enseignes. Cet usage représente à peine plus d'un demi pour cent (1/2%) des ventes intra-provinciales.

Les facteurs clés qui influencent les ventes à cette catégorie sont: (i) l'aménagement de nouveaux secteurs résidentiels et commerciaux, (ii) la mise au point de lampes à grand rendement et à basse puissance qui devraient graduellement remplacer les luminaires actuellement utilisées.

Au cours des quinze dernières années, les ventes à cet usage ont connu une augmentation de 4,6% par an. Cependant, le taux de croissance annuel pendant les cinq dernières années n'a été que de 2,6%, ce déclin résultant du ralentissement du taux de croissance du nombre des abonnements domestiques et commerciaux ainsi que du recours à des luminaires à meilleur rendement pour l'éclairage public.

1.5.1 Prévision des besoins pour l'éclairage public

Le recours continu à des luminaires à meilleur rendement au fur et à mesure que ceux qui existent doivent être remplacés devrait réduire davantage le taux de croissance des ventes pour l'éclairage public. Il est prévu que le taux de croissance des ventes à cette catégorie d'usage sera de 2% par an au cours des quinze prochaines années. Les ventes totales prévues pour l'éclairage public sont réparties entres les ventes distribuées directement par Énergie NB et les ventes distribuées par les entreprises d'électricité municipales en se basant sur les tendances historiques. Le tableau 7 donne les résultats de la prévision des besoins pour l'éclairage public.

TABLEAU 7

BESOINS ÉNERGÉTIQUES POUR L'ÉCLAIRAGE PUBLIC (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES TOTALES	CROISSANCE MOYENNE* GW.h	%	VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES
HISTORIQUE					
1971-1972	36			25	11
1976-1977	53	3,0	8,0	42	11
1981-1982	63	2,7	5,8	51	12
1986-1987 (l'année dernière)	71	2,3	4,6	58	13
PRÉVISION					
1987-1988 (1ère année)	72	1,4	2,0	59	13
1991-1992 (5e année)	78	1,4	2,0	64	14
1996-1997 (10e année)	86	1,5	2,0	71	15
2001-2002 (15e année)	93	1,5	2,0	76	17

* Croissance annuelle moyenne réelle depuis l'année financière 1971-1972 et croissance annuelle moyenne prévue à partir de 1986-1987 pour la période de prévision.

1.6 USAGE INDUSTRIEL-DISTRIBUTION

Plus de la moitié des ventes à l'usage industriel-distribution est destinée aux industries des produits alimentaires et des boissons, et aux industries du bois, particulièrement du bois de charpente et des autres matériaux de construction. Cette catégorie comprend aussi les industries de fabrication des produits en métal, diverses industries manufacturières et les postes de pompage des eaux ainsi que des eaux d'égout.

Ce sont les besoins en électricité de l'industrie du bois qui sont les plus variables, car ils dépendent en premier lieu des activités de construction, donc des conditions économiques, surtout au Nouveau-Brunswick et au nord-est des États-Unis. Les besoins des autres industries, bien que plus stables, sont aussi fonction de la conjoncture économique.

En plus de la croissance économique, les facteurs qui sont susceptibles d'avoir un effet sur le niveau des ventes à l'usage industriel-distribution sont, entre autres: (a) les économies d'énergie possibles et (b) l'implantation de nouvelles électrotechnologies, comme, par exemple, les fours chauffés par les pompes à chaleur pour le séchage du bois de construction.

Au cours des quinze dernières années, le produit provincial intérieur réel (PPIR) a augmenté de 2,8% par an, alors que les ventes à l'usage industriel-distribution ont augmenté de 4,5% par an, soit 1,6 fois plus rapidement que le PIRP. La figure 8 ci-dessous donne une comparaison des profils de croissance du PPIR et des ventes à l'usage industriel-distribution au cours des quinze dernières années.

L'augmentation annuelle (en pourcentage) des ventes à l'usage industriel-distribution et du PPIR illustrée dans la figure 9 confirme la correspondance de leurs profils de croissance.

FIGURE 8

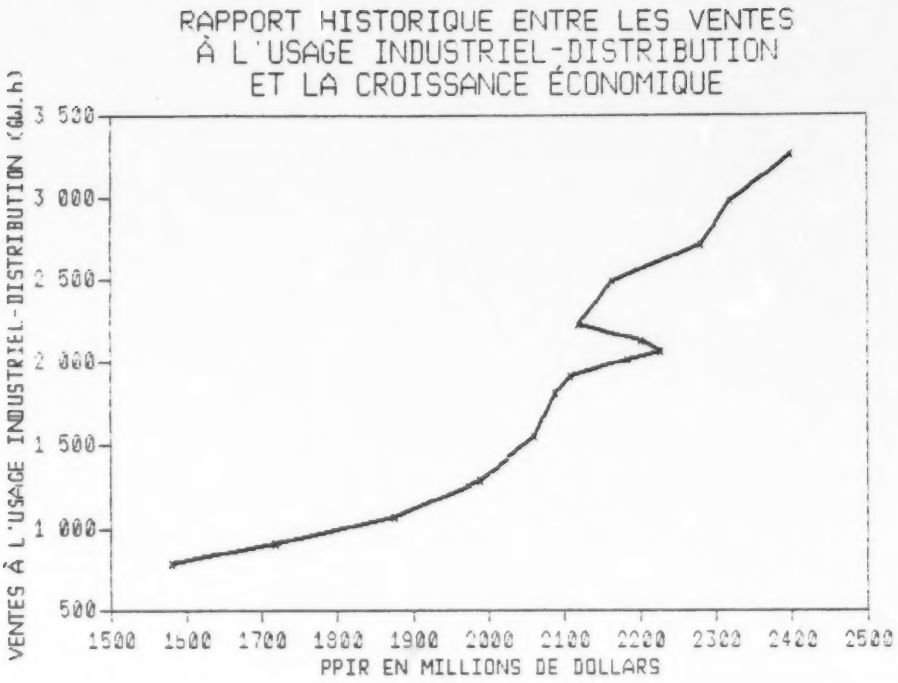
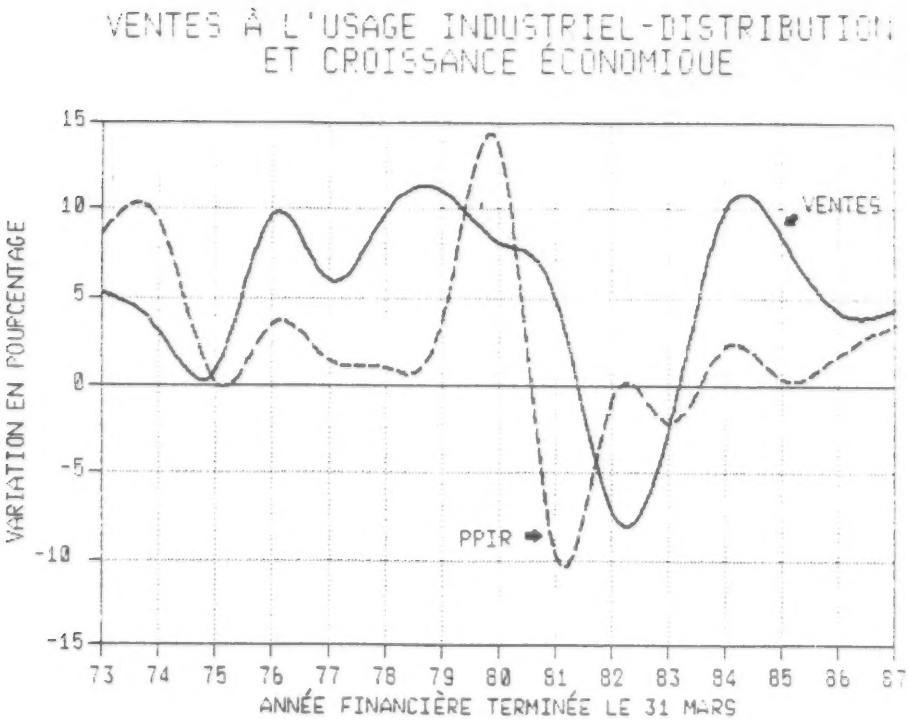


FIGURE 9



1.6.1 Prévision des besoins de l'usage industriel-distribution

Compte tenu d'une croissance prévue de 2,2% par an du produit provincial intérieur réel (voir Annexe D) et des rapports historiques entre la consommation de l'usage industriel-distribution et de la croissance économique, les ventes à cet usage devraient augmenter de 3,5% par an. La présente prévision se base cependant sur une augmentation annuelle de 2,5% pour tenir compte des effets éventuels des mesures d'économie de l'énergie et d'une efficacité croissante des procédés industriels. Les ventes totales prévues à l'usage industriel-distribution sont réparties entres les ventes distribuées directement par Énergie NB et les ventes distribuées par les entreprises d'électricité municipales en se basant sur les tendances historiques. Le tableau 8 donne les résultats de la prévision des besoins de cet usage.

TABLEAU 8

BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE INDUSTRIEL-DISTRIBUTION (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES TOTALES	CROISSANCE* MOYENNE GW.h	%	VENTES PAR ÉNERGIE NB	VENTES PAR LES ENTREPRISES MUNICIPALES
HISTORIQUE					
1971-1972	225			189	36
1976-1977	313	18	6,8	251	62
1981-1982	353	13	4,6	293	60
1986-1987 (l'année dernière)	429	14	4,4	366	64
PRÉVISION					
1987-1988 (1ère année)	434	4	1,2	369	65
1991-1992 (5e année)	480	10	2,3	408	72
1996-1997 (10e année)	545	12	2,4	463	82
2001-2002 (15e année)	617	13	2,5	524	93

* Croissance annuelle moyenne réelle depuis l'année financière 1971-1972 et croissance annuelle moyenne prévue à partir de 1986-1987 pour la période de prévision.

1.7 VENTES EN GROS POUR REVENTE

Une portion de l'électricité nécessaire aux usages domestique, général, industriel-distribution et éclairage public est livrée aux entreprises d'électricité municipales de Saint John et d'Edmundston. Ces deux entreprises achètent l'électricité à Énergie NB aux tensions de transport et la distribuent aux consommateurs dans les quatre catégories d'abonnement mentionnées plus haut. Les ventes aux deux entreprises municipales se sont maintenues aux alentours de 8,0% du total des besoins intra-provinciaux (voir les figures 3 et 13).

1.7.1 Prévision des besoins pour les ventes en gros

Pour prévoir les besoins en énergie électrique relatifs aux ventes en gros, on fait la répartition des ventes globales au Nouveau-Brunswick pour chacun des quatre usages entre les ventes livrées directement par Énergie NB et celles livrées par les entreprises municipales. On tient compte des pertes de distribution associées aux ventes en gros pour déterminer les besoins en énergie globaux. Le tableau 9 ci-dessous donne les besoins en énergie par usage pour les abonnements desservis par les entreprises d'électricité municipales, ainsi que les besoins globaux.

TABLEAU 9

BESOINS ÉNERGÉTIQUES (GW.h) POUR LES VENTES EN GROS (POUR REVENTE)

ANNÉE FINANCIÈRE	USAGE DOMES.	USAGE GÉN.	INDUS. DISTR.	ÉCLAIRAGE PUBLIC	BESOINS GLOBAUX*	CROISSANCE MOYENNE** GW.h	%
HISTORIQUE							
1971-1972	150	167	36	11	373		
1976-1977	275	274	62	11	615	48	10,5
1981-1982	263	306	60	12	659	29	5,9
1986-1987	408	374	64	13	877	34	5,9
PRÉVISION							
1987-1988	429	392	65	13	917	40	4,6
1991-1992	495	457	72	14	1067	38	4,0
1996-1997	574	546	82	15	1252	38	3,6
2001-2002	617	645	93	17	1409	35	3,2

* Les besoins globaux comprennent les pertes des réseaux de distribution des entreprises municipales.

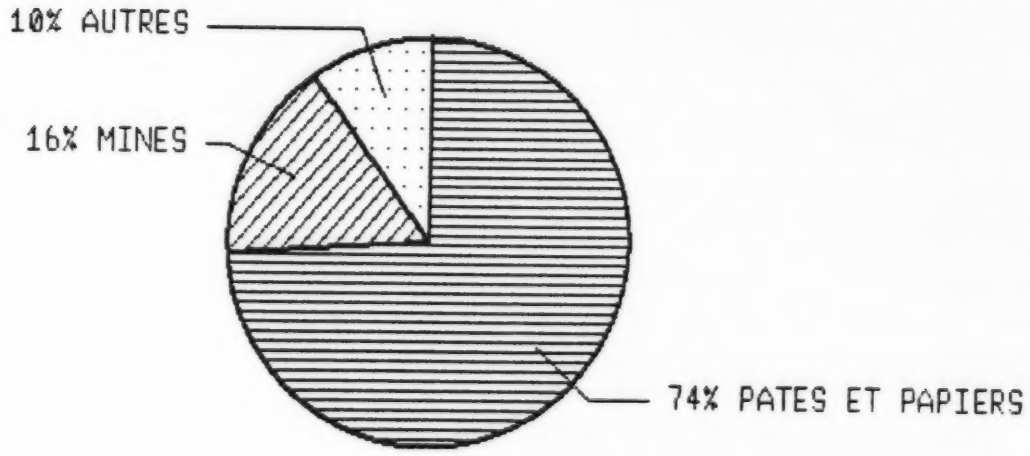
**Croissance annuelle moyenne réelle depuis l'année financière 1971-1972 et croissance annuelle moyenne prévue à partir de 1986-1987 pour la période de prévision.

1.8 USAGE INDUSTRIEL-TRANSPORT

L'usage industriel-transport, comptant quelque quarante abonnés, absorbe 42% des ventes globales à l'intérieur de la province. L'industrie des pâtes et papiers et l'industrie minière consomment près de 90% des ventes à l'usage industriel-transport. Les besoins de la première représentent 74% et ceux de la dernière 16%. Cette catégorie comprend aussi les industries principales suivantes: l'industrie des produits chimiques, l'industrie de raffinage du pétrole et l'industrie des aliments. La figure 10 ci-dessous montre les ventes par catégorie d'industries.

FIGURE 10

VENTES PAR CATÉGORIE D'INDUSTRIES
ANNÉE FINANCIÈRE 1986-87



VENTES GLOBALES : 4 300 GW.h

Les ventes à l'usage industriel-transport se divisent en ventes garanties et ventes non garanties. Les ventes garanties sont les quantités d'électricité que l'abonné s'engage à acheter et qu'il demande à l'entreprise de lui réserver. Elles représentent 91% des ventes totales à l'usage industriel-transport. Les ventes non garanties désignent l'électricité vendue à l'abonné pour remplacer sa propre capacité de production. Cette dernière catégorie comprend également la co-production de la tranche 2 de la centrale de Courtenay Bay à Saint John, qui comprend la vapeur et l'électricité destinées à un seul abonné.

1.8.1 Ventes garanties

Les besoins des abonnés de l'usage industriel-transport ont tendance à suivre le profil de l'activité économique, car quelque 90% de leurs produits sont exportés à l'extérieur du Nouveau-Brunswick, surtout aux États-Unis. Ce fait a été particulièrement mis en évidence lors de la récession de 1981-1982, quand les besoins en énergie des abonnements de cet usage ont décru d'environ 15%.

Durant les quinze dernières années, les ventes ont connu un taux de croissance annuel de 5,5%. Cette croissance est en large mesure attribuable au remplacement des procédés chimiques par des procédés thermo-mécaniques pour la réduction en pâte, ainsi qu'à la croissance de la production des pâtes et papiers. L'ouverture de deux nouvelles mines de potasse a également contribué à cette croissance.

Le recours accru aux procédés thermo-mécaniques pour la réduction en pâte et les perspectives d'une augmentation de la production de papier devraient accroître de quelque 20% les besoins en énergie de l'industrie des pâtes et papiers au cours des cinq à dix années prochaines.

On prévoit que les besoins à plus long terme dépendront de: (i) la disponibilité des ressouces naturelles, (ii) la demande pour les produits existants, (iii) un conditionnement plus avancé des produits actuellement

manufacturés, (iv) les nouvelles électrotechnologies qui pourraient accroître l'électrification de l'industrie.

Vu l'importance relativement grande des besoins des abonnements de l'usage industriel-transport, il est très important de tenir compte, pour la prévision de leur charge, de la capacité des abonnés existants à maintenir le niveau courant de leurs opérations. C'est pourquoi il faut commencer par une évaluation de la disponibilité des ressources naturelles et de la demande des produits courants pendant la période de prévision et même au-delà.

Une analyse de la disponibilité des ressources et de la demande de produits indique que les abonnés industriels continueront à absorber la charge courante et la charge additionnelle prévue. Une discussion détaillée des charges possibles de l'industrie de pâtes et papiers et de l'industrie minière qui, réunies, consomment quelque 90% des ventes garanties globales, se trouve dans les Annexes E et F respectivement.

De plus, des recherches menées récemment par l'Association canadienne de l'électricité et par d'autres groupes indiquent, pour la période de prévision, une viabilité économique et technique probable des nouvelles technologies, en particulier celles associées à l'utilisation de l'électricité dans les procédés de séchage. La prévision reflète donc l'impact de nouvelles électrotechnologies, en se basant sur les données publiées (voir Annexes E et F).

1.8.2 Ventes non garanties

Les ventes non garanties n'influencent pas la planification des équipements d'Énergie NB. Au cours des dernières années, le niveau de ces ventes est resté stable. Leur prévision est basée sur l'historique récent de la demande.

1.8.3 Prévision des besoins de l'usage industriel-transport

On prévoit que les besoins en énergie de l'usage industriel-transport connaîtront un taux de croissance annuel de 2,7%. Un tiers de la croissance prévue résulte d'une évaluation probabiliste de charges connues qui s'ajouteront au réseau. Un autre tiers, soit 1% par an, tient compte des possibilités de hausse du niveau de production des abonnés existants et d'un accroissement de charge dû à des projets imprévisibles. Quant à la portion restante de la croissance prévue, elle est liée à l'implantation éventuelle de nouvelles électrotechnologies qui remplaceront d'autres sources d'énergie utilisées à l'heure actuelle.

Les résultats de la prévision ne tiennent pas compte des variations cycliques possibles des conditions économiques qui pourraient influencer la demande des produits de transformation des ressources naturelles de la province. L'effet des fluctuations économiques a tendance à être de courte durée et n'influence pas la prévision à long terme. Le tableau 10 donne le total des ventes à l'usage industriel-transport et sa répartition entre les ventes garanties et les ventes non garanties.

TABLEAU 10

BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE L'USAGE INDUSTRIEL-TRANSPORT (GW.h)

ANNÉE FINANCIÈRE	VENTES GLOBALES	CROISSANCE MOYENNE* DES VENTES GLOBALES GW.h	%	VENTES GARANTIES	VENTES NON GARANTIES
HISTORIQUE					
1971-1972	2176			1752	424
1976-1977	2857	136	5,6	2666	191
1981-1982	3248	107	4,1	2957	291
1986-1987 (l'année dernière)	4300	142	4,6	3938	362
PRÉVISION					
1987-1988 (1ère année)	4488	188	4,4	4155	333
1991-1992 (5e année)	5157	171	3,7	4824	333
1996-1997 (10e année)	5780	148	3,0	5447	333
2001-2002 (15e année)	6408	141	2,7	6075	333

* Croissance annuelle moyenne réelle depuis l'année financière 1971-1972 et croissance annuelle moyenne prévue à partir de 1986-1987 pour la période de prévision.

RÉSULTATS GLOBAUX DE LA PRÉVISION

2.0 RÉSULTATS GLOBAUX DE LA PRÉVISION

2.1 Généralités

Les besoins globaux en énergie de la province (charge nette du réseau) comprennent le total des ventes à chacun des six usages et les pertes du réseau. Les pertes du réseau ayant lieu lors du transport et de la distribution de l'électricité sont établies en tenant compte de l'historique des pertes et de toute modification prévue pour les réseaux de transport et de distribution.

Afin que la prévision des charges soit efficace pour la planification générale de l'entreprise, il faut établir les besoins mensuels en énergie ainsi que la pointe horaire associée à ces besoins. La section suivante explique la méthodologie suivie pour avoir une répartition mensuelle de la charge annuelle et pour déterminer la pointe correspondante. Le tableau 11 et les figures 11 et 12 donnent l'historique et la prévision de l'alimentation en énergie et la pointe horaire. Au tableau 12 et à la figure 13 on trouve la croissance par catégorie d'abonnement et le pourcentage de chaque catégorie par rapport aux ventes globales au début et à la fin de la période visée par la présente prévision.

2.2 Ventes mensuelles

Outre son utilité pour prévoir les revenus et les mouvements de trésorerie, la prévision des ventes mensuelles est nécessaire pour déterminer l'alimentation en énergie et de ce fait permettre une exploitation et un entretien optimaux des installations.

La répartition de la charge annuelle domestique prévue en charges mensuelles se base sur les ventes affichées au cours des douze derniers mois, corrigées selon la température, et sur la ventilation de la croissance prévue

en fonction de la croissance associée au chauffage des locaux. La croissance de la charge attribuable à une augmentation des besoins du chauffage électrique des locaux est répartie en mois de chauffage, compte tenu de la moyenne des températures[1] et des données relatives à la consommation précédente des abonnés. Quant à la croissance associée aux applications domestiques autres que le chauffage électrique, comme par exemple la cuisine, la réfrigération, la lessive et l'éclairage, elle est répartie de façon uniforme entre les douze mois de l'année.

Pour les usages général et industriel et pour l'éclairage public, la répartition de la charge prévue entre les douze mois est effectuée en se basant sur le profil établi les dernières années. Les données concernant la charge mensuelle affichée dans le passé ont été corrigées pour tenir compte de conditions exceptionnelles, comme, par exemple, la température pour l'usage général et les fermetures temporaires pour l'usage industriel.

(1) Les besoins pour le chauffage domestique des locaux dépendent de la température et sont établis en fonction des degrés-jours de chauffage, soit la différence entre 18 °C (65 °F) et la température moyenne réelle de chaque jour.

TABLEAU 11

PRÉVISION DE L'ALIMENTATION EN ÉNERGIE, DE LA POINTE ET DU FACTEUR DE CHARGE

	Alimentation en énergie intra-provinciale (GW.h)									
Année financ.	Usage domes.	Usage gén.	Éclair. public	Ind. dist.	Ind. trans.	Ventes en gros	Pertes	Charge nette (GW.h)	Pointe horaire (MW)	Facteur de charge annuel (%)
HISTORIQUE										
1971-1972	785	540	25	189	2176	373	315	4403	736	68,3
1972-1973	911	618	27	199	2454	408	391	5008	827	69,1
1973-1974	1072	695	30	205	2509	450	515	5476	944	66,2
1974-1975	1284	775	35	217	2651	499	682	6143	1027	68,3
1975-1976	1554	872	39	238	2381	562	743	6389	1100	66,3
1976-1977	1809	935	42	251	2857	615	754	7263	1316	63,0
1977-1978	1905	984	44	255	2978	633	745	7544	1320	65,2
1978-1979	2010	1072	47	283	3108	609	783	7912	1430	63,2
1979-1980	1975	1118	49	306	2853	624	698	7623	1404	62,0
1980-1981	2057	1165	50	321	3301	644	722	8260	1490	63,3
1981-1982	2119	1169	51	293	3248	659	836	8375	1587	60,2
1982-1983	2226	1184	52	283	2796	686	742	7969	1438	63,3
1983-1984	2484	1227	53	311	3570	744	872	9261	1702	62,1
1984-1985	2715	1283	55	337	3943	784	886	10003	1834	62,3
1985-1986	2981	1347	56	351	3736	846	938	10255	2001	58,5
1986-1987	3257	1443	58	366	4300	877	898	11199	2110	60,6
PRÉVISION										
1987-1988	3344	1503	59	369	4487	917	1022	11701	2232	59,8
1988-1989	3495	1563	60	378	4611	955	1061	12123	2321	59,6
1989-1990	3641	1624	62	388	4772	992	1103	12581	2410	59,6
1990-1991	3783	1687	63	398	4946	1029	1145	13050	2501	59,6
1991-1992	3924	1751	64	408	5157	1067	1189	13560	2587	59,8
1992-1993	4060	1817	65	419	5280	1105	1228	13975	2675	59,6
1993-1994	4190	1884	66	429	5405	1142	1266	14383	2757	59,5
1994-1995	4316	1952	68	440	5530	1178	1304	14788	2839	59,5
1995-1996	4436	2022	69	451	5655	1215	1341	15189	2920	59,4
1996-1997	4548	2093	70	463	5780	1252	1378	15584	2998	59,3
1997-1998	4656	2165	71	475	5906	1287	1414	15973	3079	59,2
1998-1999	4727	2238	73	487	6031	1319	1445	16319	3144	59,3
1999-2000	4784	2313	74	499	6157	1349	1474	16649	3204	59,3
2000-2001	4837	2388	75	512	6282	1378	1502	16974	3262	59,4
2001-2002	889	2464	77	524	6408	1409	1531	17301	3321	59,5
TAUX DE CROISSANCE ANNUEL (%)										
1972-1987	9,95	6,77	5,78	4,50	4,65	5,87	7,23	6,42	7,27	-0,79
1987-2002	2,74	3,63	1,88	2,42	2,69	3,21	3,62	2,94	3,07	-0,12

FIGURE 11

ALIMENTATION EN ÉNERGIE (GW.h)
HISTORIQUE ET PRÉVISION

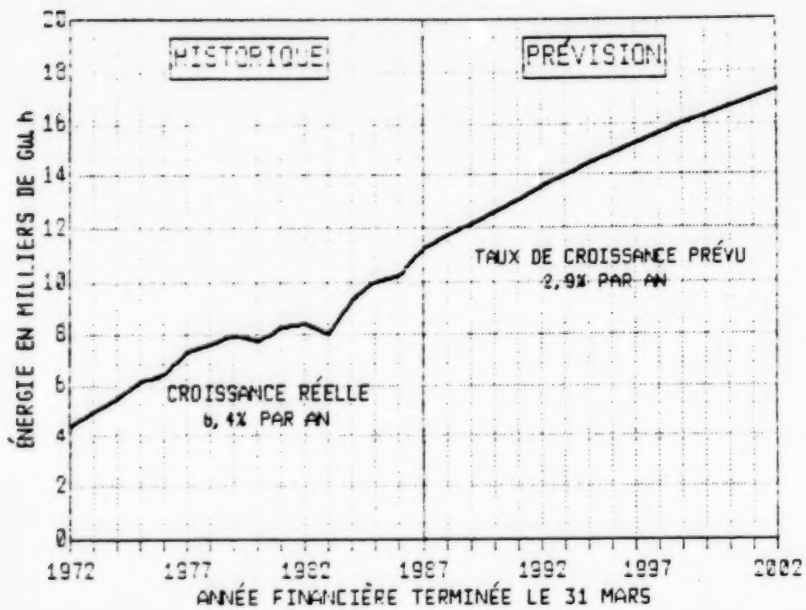


FIGURE 12

POINTE HORAIRE ANNUELLE (MW)
HISTORIQUE ET PRÉVISION

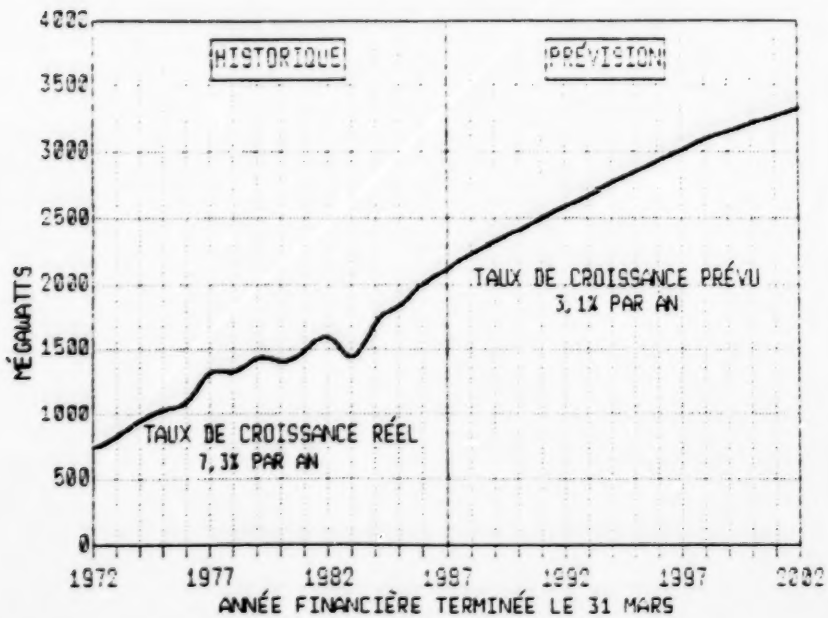
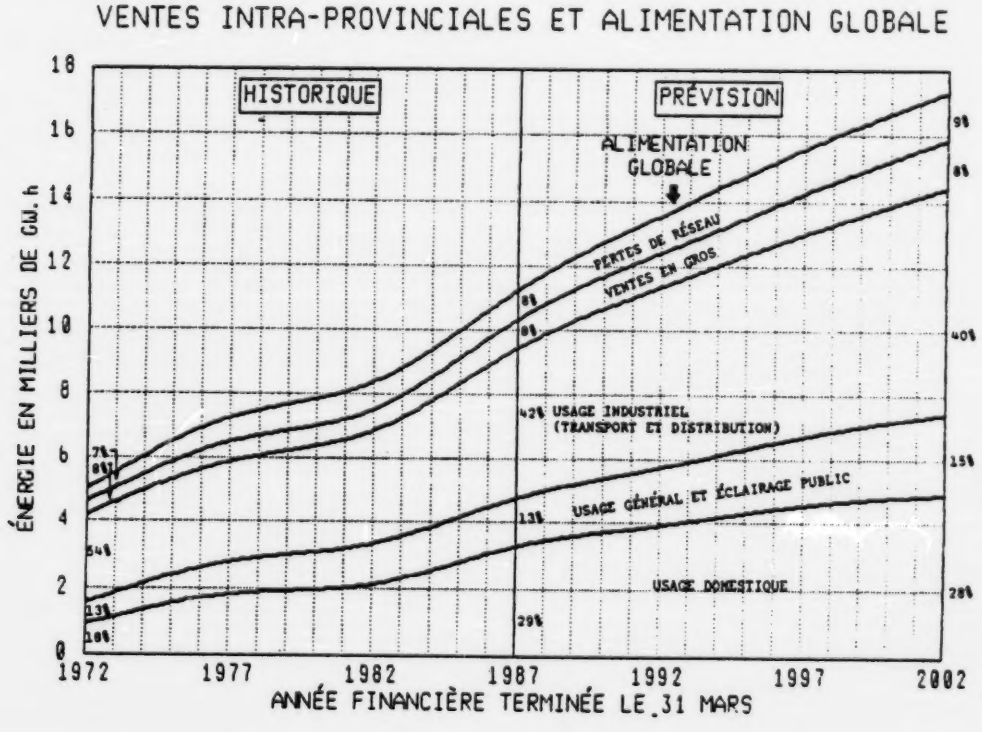


TABLEAU 12

RÉSUMÉ DE LA CROISSANCE PRÉVUE

	Usage domes.	Usage gén.	Éclair. public	Ind.- dist.	Ind.- trans.	Ventes en gros	Pertes	Charge nette
Ventes (GW.h) en 1986-87	3257	1443	58	366	4300	877	898	11199
% de la charge nette	29,1	12,9	0,5	3,3	38,4	7,8	8,0	100,0
Croissance d'ici 2001-02	1632	1021	19	158	2108	532	633	6102
% de la charge nette	26,7	16,7	0,3	2,6	34,5	8,7	10,4	100,0
Ventes (GW.h) d'ici 2001-02	4889	2464	77	524	6408	1409	1531	17301
% de la charge nette	28,3	14,2	0,4	3,0	37,0	8,1	8,8	100,0
Croissance annuelle (%/an)	2,7	3,6	1,9	2,4	2,7	3,2	3,6	2,9

FIGURE 13



Note: Les valeurs en pourcentage (%) indiquent la proportion par rapport à la charge totale.

2.3 Alimentation mensuelle

L'alimentation totale est la somme des ventes et des pertes de transport et de distribution. Une prévision séparée est préparée pour la charge aux tensions de transport et celle aux tensions de distribution afin de faciliter la planification. Le tableau 13 donne l'alimentation prévue des besoins mensuels intra-provinciaux pour les quinze années de la prévision.

TABLE 13

ALIMENTATION MENSUELLE NETTE DU RÉSEAU (GW.h)

AN\MO.	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOÛT	SEP	OCT	NOV	DÉC	JAN	FÉV	MARS	TOTAL
1986-87	878	843	758	731	783	800	898	1009	1123	1186	1094	1096	11199
1987-88	968	892	819	797	798	829	901	1001	1160	1262	1138	1135	11701
1988-89	1005	921	842	818	820	854	938	1041	1211	1313	1181	1179	12123
1989-90	1044	950	867	841	842	881	976	1084	1264	1367	1233	1232	12581
1990-91	1086	984	896	867	869	912	1014	1122	1314	1417	1280	1290	13050
1991-92	1137	1027	933	903	905	950	1052	1162	1366	1468	1325	1333	13560
1992-93	1174	1058	957	926	929	976	1085	1199	1411	1516	1369	1374	13975
1993-94	1211	1086	981	948	951	1002	1118	1235	1458	1562	1413	1418	14383
1994-95	1247	1115	1005	970	973	1027	1151	1271	1503	1608	1455	1462	14788
1995-96	1283	1143	1028	992	995	1053	1184	1306	1548	1654	1498	1506	15189
1996-97	1318	1171	1052	1014	1017	1078	1216	1341	1592	1697	1539	1548	15584
1997-98	1352	1199	1076	1036	1040	1104	1248	1375	1635	1741	1578	1589	15973
1998-99	1382	1224	1099	1058	1062	1128	1276	1405	1672	1777	1612	1624	16319
99-2000	1410	1249	1121	1080	1084	1151	1304	1433	1706	1811	1643	1657	16649
2000-01	1437	1273	1143	1101	1106	1175	1331	1461	1739	1844	1674	1689	16974
2001-02	1465	1298	1165	1123	1128	1198	1358	1490	1772	1878	1705	1721	17301

2.4 Pointe horaire mensuelle

La date de mise en construction et en exploitation de nouvelles installations dépend, en plus d'autres facteurs, du taux maximal de demande de l'énergie, c'est-à dire de la demande horaire maximale exprimée en kilowatts ou mégawatts (1000 kW). La pointe horaire prévue se calcule en fonction des facteurs de charge, c'est-à-dire le rapport entre la demande moyenne d'énergie et la demande horaire maximale. En plus de la pointe horaire mensuelle associée aux ventes garanties aux usages domestique, général, industriel et pour l'éclairage public, ainsi qu'aux ventes en gros, les résultats fournis au tableau 14 ci-dessous comprennent 42 mégawatts pour tenir compte des charges industrielles non garanties.

TABLEAU 14

POINTE HORAIRE MENSUELLE NETTE DU RÉSEAU (MW)

AN.\MO	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOÛT	SEP	OCT	NOV	DÉC	JAN	FÉV	MARS	MAX.
1986-87	1558	1492	1345	1262	1352	1425	1532	1802	2049	2110	2033	1874	2110
1987-88	1667	1596	1504	1369	1381	1478	1555	1782	2067	2232	2177	1986	2232
1988-89	1736	1650	1551	1409	1421	1527	1618	1852	2156	2321	2268	2071	2321
1989-90	1804	1705	1598	1448	1461	1576	1681	1922	2246	2410	2359	2157	2410
1990-91	1875	1761	1647	1490	1504	1627	1746	1993	2337	2501	2451	2244	2501
1991-92	1940	1813	1691	1527	1541	1674	1806	2060	2423	2587	2538	2327	2587
1992-93	2007	1867	1738	1566	1581	1722	1867	2129	2511	2675	2627	2411	2675
1993-94	2070	1917	1781	1602	1618	1768	1926	2194	2596	2757	2712	2490	2757
1994-95	2133	1968	1825	1639	1656	1814	1984	2258	2678	2839	2795	2569	2839
1995-96	2195	2018	1869	1677	1694	1860	2042	2322	2759	2920	2877	2646	2920
1996-97	2256	2067	1912	1714	1732	1905	2098	2385	2839	2998	2957	2722	2998
1997-98	2318	2119	1959	1754	1773	1954	2158	2450	2921	3079	3039	2799	3079
1998-99	2369	2163	2000	1791	1811	1996	2207	2503	2986	3144	3104	2861	3144
99-2000	2417	2206	2040	1828	1848	2038	2254	2554	3046	3204	3164	2919	3204
2000-01	2464	2248	2080	1864	1885	2079	2301	2604	3105	3262	3224	2975	3262
2001-02	2511	2290	2120	1901	1922	2121	2348	2654	3164	3321	3283	3031	3321

INCERTITUDES DE LA PRÉVISION

3.0 INCERTITUDES DE LA PRÉVISION

3.1 Généralités

Il est probable que la charge réelle diffère de la charge prévue et la différence est d'autant plus élevée que la prévision traite des dernières années visées. Vu le rôle important que joue la prévision dans le processus de prise de décisions concernant les installations et les finances de l'entreprise, il est important de réduire au minimum la différence entre la charge réelle et la charge prévue. Un moyen particulièrement utile pour accroître l'exactitude de la prévision est l'analyse des prévisions précédentes en vue d'identifier les facteurs qui ont causé les écarts. En voici quelques-uns:

- La méthodologie générale de la prévision
- Les paramètres utilisés pour la prévision (par ex. la population)
- Fermetures d'industries (grèves, problèmes d'exploitation, conditions du marché)
- Températures extrêmes s'écartant de la normale

Il est important de faire la distinction entre les incertitudes de la prévision qui peuvent être évitées et celles qui sont inévitables ou qui n'ont pas d'effet sur la prévision. À titre d'illustration, puisque l'électricité est la source d'énergie principale au Nouveau-Brunswick pour le chauffage des locaux, l'alimentation et la pointe horaire maximale dépendent étroitement de la température en hiver. La prévision des charges est basée sur des conditions moyennes[1], et les incertitudes résultant de tout écart de la température moyenne (température plus basse ou plus élevée) sont inévitables. De même, l'entreprise ne peut pas prendre en considération, dans ses décisions, les fermetures industrielles temporaires, à moins qu'elles ne soient connues avec certitude à l'avance. Donc, ces fermetures ne peuvent pas avoir d'effet sur la planification de l'entreprise et c'est pourquoi les fermetures temporaires des industries ne sont pas considérées pertinentes.

(1) Les besoins en énergie sont influencés par la température. Ils sont établis en fonction des degrés-jours de chauffage, soit la différence entre 18 °C et la température réelle moyenne de chaque jour. La prévision se base sur le nombre annuel moyen de degrés-jours de chauffage au cours des 30 dernières années. La pointe est directement liée à la température la plus basse et sa prévision se base sur une température de -21 °C, qui est la moyenne sur les trente dernières années des températures moyennes du jour le plus froid.

D'autre part, l'analyse des modèles et des intrants de la prévision permet d'accroître l'exactitude des prévisions futures. Les conversions aux systèmes électriques pour le chauffage des locaux ont été une cause importante de l'inexactitude de la prévision des charges des dernières années. De fait, le nombre de conversions a continué à dépasser les niveaux prévus. Pendant l'année financière 1984-1985, l'expiration anticipée du Programme canadien de remplacement de pétrole (PCRP) a doublé le nombre de conversions par rapport au niveau prévu. Durant les années subséquentes, le nombre de conversions au chauffage électrique a continué aussi à dépasser la prévision malgré la baisse du prix du mazout utilisé pour le chauffage. Cette constatation a mené à des analyses et des études de marché détaillées qui ont révélé qu'en plus du prix des sources d'énergie concurrentes, le confort et la commodité du chauffage électrique étaient des facteurs déterminants de la décision de convertir à l'électricité. Les prévisions des conversions au chauffage électrique ont été par conséquent révisées et devraient être plus exactes.

3.2 Plage de la prévision

Il est inévitable que les besoins en électricité réels diffèrent des niveaux prévus. L'analyse des prévisions précédentes confirme que la différence entre la charge réelle et la charge prévue est d'autant plus élevée que la prévision traite des dernières années visées.

Les deux sources principales de l'inexactitude de la prévision sont: (i) l'estimation des valeurs futures des variables qui influencent la demande d'électricité (comme le nombre de la population) et (ii) l'estimation de l'effet futur des variables sur les besoins en électricité.

Parmi les intrants principaux qui peuvent avoir un effet sur l'exactitude de la présente prévision de 1987 mentionnons: (i) le prix du pétrole, (ii) la croissance démographique, (iii) l'utilisation du bois pour le chauffage des locaux et (iv) les mesures d'économie d'énergie. La section suivante traite de l'importance des changements de ces intrants clés, et le tableau 16 qui suit de l'impact de variations possibles sur la prévision.

(i) Prix du pétrole: Le prix du pétrole a connu des fluctuations importantes depuis le premier embargo sur l'exportation du pétrole de 1973. Quand les prix ont augmenté de façon spectaculaire au cours des années soixante-dix et au début des années quatre-vingt, tous les secteurs de l'économie ont notablement réduit leur dépendance à l'égard du pétrole, ce qui a mené à une utilisation accrue de l'électricité pour le chauffage des locaux et pour les applications industrielles. D'autres fluctuations du prix du pétrole peuvent influencer à nouveau le choix du combustible de chauffage des locaux. Il est possible aussi que l'électricité remplace le mazout, surtout suite à la pénétration de nouvelles électrotechnologies dans les industries. La rentabilité des nouvelles électrotechnologies n'est pas encore établie; mais la situation changerait facilement en cas de fluctuations prononcées du prix du pétrole par rapport à celui de l'électricité.

(ii) Population: Les prévisions démographiques utilisées dans la présente prévision se basent sur l'hypothèse que les taux de fécondité et de mortalité courants se maintiendront et que le taux d'émigration provincial sera à long terme égal au taux d'immigration. Les taux de fécondité et de mortalité ont tendance à changer graduellement; il est donc peu probable qu'ils s'écarteront considérablement des niveaux prévus, surtout à court terme. D'autre part, les taux de migration inter-provinciale dépendent des conditions économiques dans les différentes provinces. Compte tenu des tendances passées, il est possible de prévoir que quelque 2000 personnes arriveront dans la province ou la quitteront pendant chaque année de la prévision.

(iii) Utilisation du bois: La prévision se base sur l'hypothèse que l'utilisation du bois se maintiendra au niveau courant, soit 450000 cordes par an. Cette hypothèse reflète des tendances récentes qui peuvent changer à l'avenir, surtout si la stabilité du prix du

pétrole et de l'électricité des dernières années ne continue pas. Un changement de 20% de la quantité de bois utilisé est probable, compte tenu surtout du fait que la plupart des personnes qui utilisent le bois pour le chauffage des locaux utilisent aussi les systèmes électriques.

(iv) Économies d'énergie: La prévision tient compte d'une baisse de 0,5% de la consommation annuelle moyenne (kW.h) des systèmes de chauffage des locaux pour tenir compte de l'accroissement du rendement énergétique des maisons, évident depuis quelques années. L'effet réel des mesures d'économie pendant la période de la prévision peut différer de l'effet réel des dernières années, et ceci en fonction de l'évolution du prix des sources d'énergie.

TABLEAU 15

SENSIBILITÉ AUX INTRANTS PARTICULIERS DE LA PRÉVISION

	Intrants utilisés dans la prévision	Prévision de 1987	Variation de l'intrant	Effet sur la charge nette du réseau d'ici 2001-2002 GW.h	Taux de croissance annuel (%)
(i)	Prix du pétrole				
(a)	Conversions à l'électricité	3500/an en moyenne	±1000/an	±235	±0,09
(b)	Nouvelles électrotechnologies dans le secteur industriel	5 MW/an	±5 MW/an	±555	±0,21
(ii)	Population	4000/an	±2000	±450	±0,17
(iii)	Utilisation du bois	aucun changement	±20 %	±300	±0,12
(iv)	Économies d'énergie	0,5 %/an	±0,5 %/an	±240	±0,08

Les variations mentionnées plus haut des intrants peuvent avoir comme effet combiné de diminuer ou d'augmenter les besoins en énergie réels de 0,67% par an. Il est probable que certaines variations contrebalancent d'autres et que l'effet global sera moins de 0,67% par an (par exemple de 0,5%). La différence entre la prévision et la charge réelle peut dépasser ± 0,5% par an si les intrants diffèrent de la plage de variations établie au tableau 15 ou s'il y a un changement considérable de l'effet des intrants clés (facteurs causaux) sur les besoins en électricité.

Compte tenu de cette analyse, il est probable que la croissance annuelle moyenne à long terme sera entre 2,4% et 3,4%, c'est-à-dire ayant un écart de ± 0,5% de la croissance prévue de 2,9% (voir le tableau 16). La différence pendant une année donnée peut être plus élevée que ± 0,5% car un grand nombre de facteurs causaux peuvent avoir des profils de croissance qui ne sont pas exactement les mêmes que les profils prévus. Par exemple, la croissance des besoins énergétiques des industries a été importante et il est probable qu'elle continuera à être relativement importante pendant certaines années, mais elle sera contrebalancée par un taux inférieur à la moyenne pendant d'autres années.

TABLEAU 16

EFFET D'UNE CROISSANCE DE ± 0,5 % SUR LA PRÉVISION

	ENERGIE (GW.h)			POINTE (MW)		
Année financière	Taux de croissance inférieur	Prévision	Taux de croissance supérieur	Taux de croissance inférieur	Prévision	Taux de croissance supérieur
1986-1987 (charge réelle)	11199	11199	11199	2110	2110	2110
1991-1992	13236	13560	13889	2526	2584	2650
1996-1997	14846	15584	16355	2856	2998	3146
2001-2002	16082	17301	18605	3087	3321	3571

ANNEXES

ANNEXE A

NOMBRE D'ABONNEMENTS

Le modèle "par usage" utilisé pour la prévision des besoins de l'usage domestique se fonde sur le nombre d'abonnements permanents (ménages) et sur la consommation par abonnement. La présente annexe décrit la méthodologie de prévision du nombre d'abonnements, tandis que l'estimation de la consommation par abonnement fait l'objet de l'annexe suivante (Annexe B).

On peut attribuer le taux de croissance historique des abonnements permanents d'Énergie NB à deux facteurs: (i) la croissance démographique et (ii) le nombre de personnes par ménage. Entre les années financières 1971-1972 et 1986-1987, la population du Nouveau-Brunswick est passée de 636400 à 712900, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 0,8%. Au cours de ces quinze années, le nombre d'abonnements domestiques permanents a progressé de 163068 à 245500, pour donner un taux de croissance annuel de 2,8%. Le taux de croissance du nombre d'abonnements est donc trois fois et demi plus élevé que celui de la population, et ceci à cause du déclin du nombre de personnes par ménage, qui est passé de 3,90 à 2,90. Les paragraphes suivants traitent des prévisions relatives à la population et au nombre de personnes par ménage.

Population

Le nombre futur d'habitants est influencé par trois facteurs: les naissances, les décès et le taux de migration. L'exactitude des prévisions démographiques dépend donc de la possibilité de prévoir chacun de ces facteurs.

Les naissances sont fonction du taux de fécondité et du nombre de femmes en âge d'avoir des enfants. Le taux de fécondité, variant selon les conditions socio-économiques, est difficile à prévoir. Entre 1961 et 1975, le taux de fécondité est passé de 4,5 à 1,8. Il est en légère baisse depuis 1975

et, en 1986, le taux de fécondité était de 1,6. Dans ses dernières prévisions démographiques, Statistique Canada a proposé trois scénarios possibles de taux de fécondité, soit 1,4, 1,6 et 2,2%. Les projections démographiques utilisées dans la présente prévision se fondent sur le taux de fécondité restant stable à 1,6% pendant les quinze prochaines années.

Le taux de mortalité, étant généralement stable, est relativement facile à prévoir. Nos prévisions démographiques se basent sur la projection du taux de mortalité préparée par Statistique Canada pour chaque groupe d'âge.

Les tendances migratoires de province à province, généralement considérées comme étant influencées par les conditions économiques, sont peut-être la composante la plus incertaine des prévisions démographiques. L'hypothèse d'un taux nul de migration inter-provinciale nette réduirait au minimum les erreurs pour l'ensemble de la projection et semble donc être le meilleur choix.

Les projections démographiques de 1987 préparées par Statistique Canada se basent sur les hypothèses décrites ci-dessus et sur les résultats du recensement de 1986. Ces nouvelles projections sont données au tableau A1.

Prévision du nombre d'abonnements

La prévision du nombre d'abonnements permanents se fonde sur les prévisions démographiques préparées pour Énergie NB par Statistique Canada et sur le nombre moyen de personnes par ménage. La projection du nombre de personnes par ménage est une simple extrapolation des tendances récentes. La prévision du nombre d'abonnements permanents est donnée au tableau A1.

Les abonnements saisonniers, qui absorbent environ 1% des ventes d'électricité à l'usage domestique, devraient augmenter à un taux de 200 par an (un peu moins que la moyenne historique de 280 par an affichée depuis 1972). Le tableau A2 donne l'historique et la prévision du nombre total

d'abonnements domestiques et de ses deux composantes, abonnements permanents et saisonniers.

TABLEAU A1

HISTORIQUE ET PRÉVISION DE LA POPULATION ET DES MÉNAGES

Année financière	(1) Population du Nouveau-Brunswick	(2) Abonnements permanents	(1)/(2) Nombre de personnes par abonnement
HISTORIQUE			
1971-1972	636 400	163 068	3,90
1972-1973	642 400	170 500	3,77
1973-1974	649 300	179 163	3,62
1974-1975	657 500	187 875	3,50
1975-1976	669 200	194 749	3,44
1976-1977	679 600	203 071	3,35
1977-1978	685 800	209 272	3,28
1978-1979	690 200	214 425	3,22
1979-1980	693 800	218 319	3,18
1980-1981	695 500	221 829	3,14
1981-1982	697 300	224 325	3,11
1982-1983	700 400	226 487	3,09
1983-1984	703 500	231 333	3,04
1984-1985	706 400	235 520	3,00
1985-1986	709 300	240 190	2,95
1986-1987	712 900	245 500	2,90
PRÉVISION			
1987-1988	717 600	249 500	2,88
1988-1989	722 300	252 800	2,86
1989-1990	726 900	256 000	2,84
1990-1991	731 400	259 100	2,82
1991-1992	735 900	262 100	2,81
1992-1993	740 200	265 060	2,79
1993-1994	744 500	268 010	2,78
1994-1995	748 600	270 940	2,76
1995-1996	752 600	273 870	2,75
1996-1997	756 300	276 630	2,73
1997-1998	760 000	279 380	2,72
1998-1999	763 400	282 110	2,71
1999-2000	766 600	284 770	2,69
2000-2001	769 500	287 230	2,68
2001-2002	772 200	289 650	2,67

TABLEAU A2

NOMBRE TOTAL D'ABONNEMENTS DOMESTIQUES

Année financière	(1) Abonnements permanents	(2) Abonnements saisonniers	(1) + (2) Nombre total d'abonnements domestiques
HISTORIQUE			
1971-1972	163 068	11 500	174 568
1972-1973	170 500	11 800	182 300
1973-1974	179 163	12 100	191 263
1974-1975	187 875	12 500	200 375
1975-1976	194 749	12 800	207 549
1976-1977	203 071	13 500	216 571
1977-1978	209 272	13 800	223 072
1978-1979	214 425	14 000	228 425
1979-1980	218 319	14 400	232 719
1980-1981	221 829	14 835	236 664
1981-1982	224 325	14 462	238 787
1982-1983	226 487	15 170	241 657
1983-1984	231 333	15 170	246 503
1984-1085	235 520	15 148	250 668
1985-1986	240 190	15 438	255 628
1986-1987	245 500	15 638	261 138
PRÉVISION			
1987-1988	249 500	15 838	265 338
1988-1989	252 800	16 038	268 838
1989-1990	256 000	16 238	272 238
1990-1991	259 100	16 438	275 538
1991-1992	262 100	16 638	278 738
1992-1993	265 060	16 838	281 898
1993-1994	268 010	17 038	285 048
1994-1995	270 940	17 238	288 178
1995-1996	273 870	17 438	291 308
1996-1997	276 630	17 638	294 268
1997-1998	279 380	17 838	297 218
1998-1999	282 110	18 038	300 148
1999-2000	284 770	18 238	303 008
2000-2001	287 230	18 438	305 668
2001-2002	289 650	18 638	308 288

ANNEXE B

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR ABONNEMENT

La consommation d'énergie moyenne par abonnement dépend du nombre d'appareils (ou d'équipement) électriques utilisés et de la consommation annuelle moyenne par appareil.

Nombre d'appareils

Les données sur le nombre d'appareils électriques en usage actuellement par abonnement permanent proviennent de sondages auprès des abonnés. Le sondage le plus récent date de janvier 1985. La prévision du nombre futur d'appareils électriques se fonde sur une estimation de la pénétration de chaque appareil dans la nouvelle habitation et des possibilités de pénétration additionnelle dans les maisons existantes. Les paragraphes suivants traitent de la prévision de l'utilisation des systèmes de chauffage et des chauffe-eau électriques, appareils qui sont à l'origine de plus de 65% de la consommation totale d'énergie domestique.

Le Sondage sur la diffusion des électroménagers mené par Énergie NB en janvier 1985 montre que l'électricité est la source principale d'énergie de chauffage domestique des abonnés permanents. En se basant sur les résultats de ce sondage et sur le nombre d'abonnés additionnels se chauffant à l'électricité depuis le sondage (14000 conversions du mazout à l'électricité et environ 10000 nouvelles habitations), on estime que, à la fin de l'année financière 1986-1987, l'électricité a été la source principale d'énergie de chauffage des locaux pour plus de 45% des abonnés, soit environ 110000.

Il est prévu que, d'ici la fin de la période de prévision, 52000 conversions des systèmes de chauffage des locaux à l'électricité s'effectueront chez les abonnés permanents (voir annexe C). On prévoit aussi que toutes les nouvelles habitations seront chauffées à l'électricité. Cette

prévision se base sur l'hypothèse que l'électricité continuera à être plus avantageuse que le mazout et que toute utilisation du bois dans la nouvelle habitation sera contrebalancée par une réduction correspondante de cette utilisation dans les maisons existantes, c.-à-d. que le taux global d'utilisation de bois se maintiendra au niveau actuel.

La méthode de prévision du nombre futur d'abonnés qui chauffent leur eau à l'électricité est la même que pour les systèmes de chauffage des locaux. La différence principale est qu'une conversion à l'électricité d'un chauffage au mazout ne signifie pas toujours l'addition d'un chauffe-eau électrique parce que près de 60% des abonnés qui se chauffent à présent au mazout ont déjà un chauffe-eau électrique. Quant aux autres appareils électriques, la prévision se base sur une évaluation de leur pénétration dans la nouvelle habitation et dans les maisons existantes non encore équipées de ces appareils.

Consommation par appareil

Pour calculer la consommation par abonnement, nous devons connaître, outre le nombre d'appareils en usage, la consommation annuelle moyenne de chaque appareil.

Les besoins en électricité pour le chauffage des locaux d'une maison sont estimés en moyenne à 14000 kW.h par an. Ce chiffre tient compte du fait qu'un grand nombre de ces abonnés utilisent le bois comme source d'énergie de chauffage additionnelle. Dans les maisons où on n'a aucun recours au bois, on estime que la consommation d'électricité pour le chauffage des locaux se situe aux alentours de 17000 kW.h par an. La prévision de la consommation d'électricité pour le chauffage des locaux est réduite de 0,5% par an pour tenir compte des effets des économies d'énergie et du meilleur rendement énergétique des nouvelles maisons.

La consommation annuelle estimée pour le chauffage électrique des locaux et d'autres applications est un des éléments du modèle "par usage". La quantité d'énergie requise pour le chauffage des locaux dans une maison moyenne a été mise à jour en fonction des résultats du Sondage sur la diffusion des électroménagers entrepris en 1985 par Énergie NB. Les résultats du modèle "par usage" s'accordent avec le volume réel de la consommation ayant trait à cet usage pendant l'année financière 1986-1987, comme d'ailleurs pendant l'année 1985-1986.

Le tableau B1 donne les résultats du modèle "par usage" pour la dernière année financière complète (1986-1987). Le tableau B2 montre les résultats du modèle "par usage" pour la dernière année de la période de prévision (2001-2002). La contribution croissante du chauffage électrique à la consommation annuelle moyenne est fonction de la diffusion sur une plus grande échelle du chauffage à l'électricité, qui devrait passer de 45,4% en 1986-1987 à 72% en 2001-2002.

TABLEAU B1

ÉVALUATION DE LA CONSOMMATION PAR APPLICATION DOMESTIQUE
ANNÉE FINANCIÈRE 1986-1987

APPAREIL OU ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE	NIVEAU DE DIFFUSION	CONSOMMATION ANNUELLE DE L'APPAREIL (kW.h)	CONTRIBUTION À LA CONSOM. MOYENNE PAR MÉNAGE (kW.h)	% DU TOTAL
(1) SYST. DE CHAUFFAGE	45,4 %	14055	6377	44,1
(2) CHAUFFE-EAU	78,6 %	3900	3065	21,2
(3) RÉFRIGÉRATEUR	100,0 %	1269	1269	8,8
(4) CUISINIÈRE	96,6 %	1107	1069	7,4
(5) CONGÉLATEUR	63,1 %	837	528	3,6
(6) LAVE-VAISSELLE	35,5 %	360	128	0,9
(7) MACHINE À LAVER	84,5 %	90	76	0,5
(8) SÉCHEUSE	77,5 %	914	708	4,9
(9) TÉLÉVISEUR	100,0 %	387	387	2,7
(10) CLIMATISEUR	8,2 %	500	41	0,3
(11) ÉCLAIRAGE	100,0 %	600	600	4,1
(12) DIVERS	100,0 %	222	222	1,5
(13) TOTAL			14471	100,0

TABLEAU B2

ÉVALUATION DE LA CONSOMMATION PAR APPLICATION DOMESTIQUE
ANNÉE FINANCIÈRE 2001-2002

APPAREIL OU ÉQUIPEMENT ÉLECTRIQUE	NIVEAU DE DIFFUSION	CONSOMMATION ANNUELLE DE L'APPAREIL (kW.h)	CONTRIBUTION À LA CONSOM. MOYENNE PAR MÉNAGE (kW.h)	% DU TOTAL
(1) SYST. DE CHAUFFAGE	72,0 %	13602	9793	51,9
(2) CHAUFFE-EAU	89,0 %	3900	3471	18,4
(3) RÉFRIGÉRATEUR	100,0 %	1367	1367	7,2
(4) CUISINIÈRE	99,9 %	952	951	5,0
(5) CONGÉLATEUR	82,7 %	777	643	3,4
(6) LAVE-VAISSELLE	52,2 %	334	174	0,9
(7) MACHINE À LAVER	82,3 %	90	74	0,4
(8) SÉCHEUSE	84,9 %	985	836	4,4
(9) TÉLÉVISEUR	100,0 %	450	450	2,4
(10) CLIMATISEUR	10,9 %	500	55	0,3
(11) ÉCLAIRAGE	100,0 %	600	600	3,2
(12) DIVERS	100,0 %	461	461	2,4
(13) TOTAL			18875	100,0

ANNEXE C

CONVERSIONS À L'ÉLECTRICITÉ

Environ 30000 abonnés domestiques ont converti à l'électricité leur système de chauffage au mazout et bénéficié de la subvention de 800 $ accordée par le gouvernement fédéral dans le cadre du Programme canadien de remplacement du pétrole. Ce programme est entré en vigueur en octobre 1980 et s'est terminé le 31 mars 1985. Entre avril 1985 et mars 1987, 12000 abonnés de plus ont converti leur système à l'électricité.

La chute du prix mondial du pétrole en 1986 a fait baisser le prix du mazout utilisé pour le chauffage domestique au Nouveau-Brunswick. Néanmoins, cela coûte toujours moins cher de se chauffer à l'électricité qu'avec un chauffage au mazout d'un rendement de 65% (le niveau de rendement des chaudières au mazout en existence). L'électricité peut aussi concurrencer le mazout si le rendement du système de chauffage est de 85% (rendement espéré des nouvelles chaudières au mazout récemment mises sur le marché), même sans tenir compte des frais d'entretien et d'installation plus élevés des sytèmes au mazout.

Les données historiques pour le Nouveau-Brunswick (voir figures C1 et C2) indiquent que les abonnés domestiques ont converti leur chauffage du mazout à l'électricité même quand cela coûtait moins cher de se chauffer au mazout. Par exemple, entre 1976 et 1979, quand le mazout coûtait environ 40% moins cher, le nombre de maisons chauffées au mazout dans la zone desservie par Énergie NB a décliné de 23000. Ce déclin a été contrebalancé par une augmentation de 13000 du nombre de maisons chauffées au bois et de 10000 chauffées à l'électricité. Ces données confirment la préférence généralisée pour le chauffage électrique en raison du confort qu'il procure, de sa fiabilité et de sa propreté.

Malgré la baisse du prix du mazout pour le chauffage en 1986 et l'expiration du programme fédéral de subventions à la conversion, environ 6300 abonnés domestiques ont converti leur système de chauffage à l'électricité pendant l'année financière 1986-1987. Ce nombre de conversions dépassait les 5000 cas de remplacement de chaudières au mazout hors d'usage qui étaient prévus pour l'année. À long terme, on estime que le potentiel de conversion est de 75% de tous les domiciles chauffés au mazout dans la province. Ce chiffre correspond aux résultats d'une étude de marché et tient compte du fait que, pour certaines vieilles maisons et les habitations à logements multiples, la conversion à l'électricité pourrait s'avérer peu rentable.

FIGURE C.1

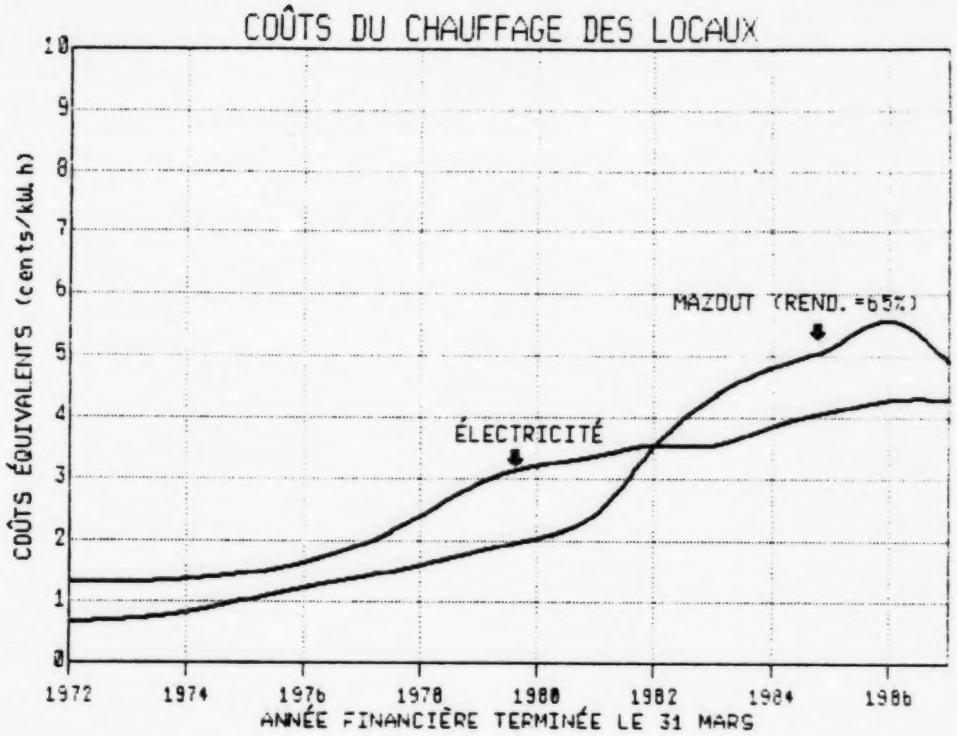
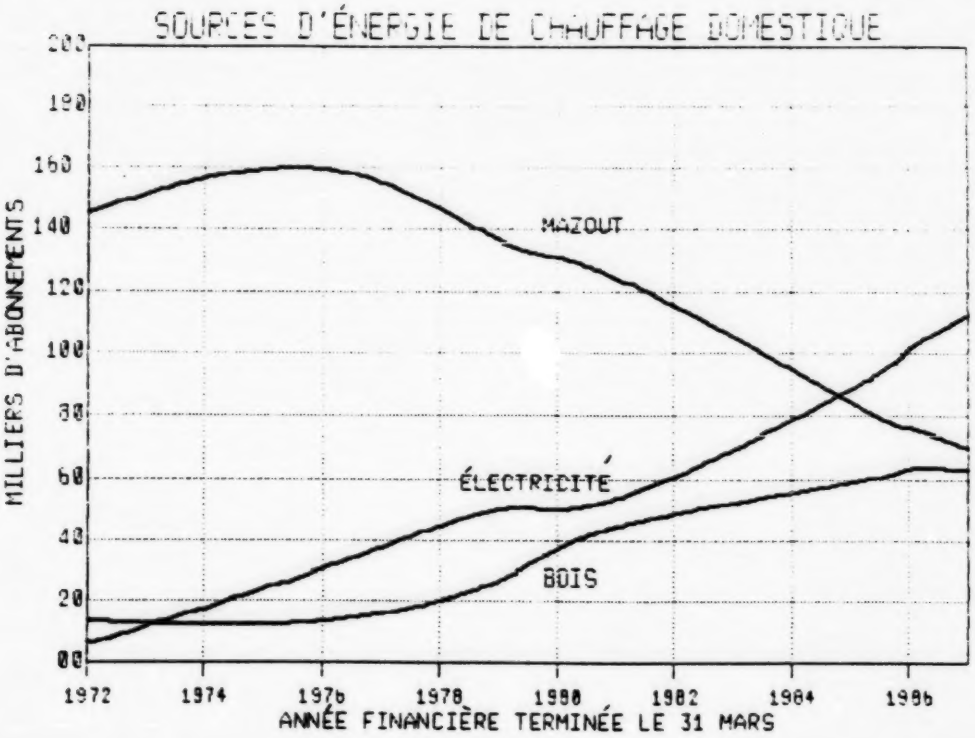


FIGURE C.2



En se basant sur le nombre prévu de systèmes au mazout devenant hors d'usage et sur la continuation de la campagne d'encouragement des conversions, on prévoit que les 52000 conversions possibles au chauffage électrique des locaux s'effectueront d'ici l'année financière 1997-1998.

TABLEAU C1

HISTORIQUE ET PRÉVISION DU NOMBRE DE CONVERSIONS À L'ÉLECTRICITÉ DES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE AU MAZOUT

ANNÉE FINANCIÈRE	NOMBRE DE CONVERSIONS
HISTORIQUE	
1981-1982	2971
1982-1983	5878
1983-1984	6074
1984-1985	12076
1985-1986	8710
1986-1987	6311
PRÉVISION	
1987-1988	5200
1988-1989	5200
1989-1990	5200
1990-1991	5200
1991-1992	5200
1992-1993	5000
1993-1994	4800
1994-1995	4500
1995-1996	4200
1996-1997	3900
1997-1998	3600
NOMBRE GLOBAL PRÉVU	52000

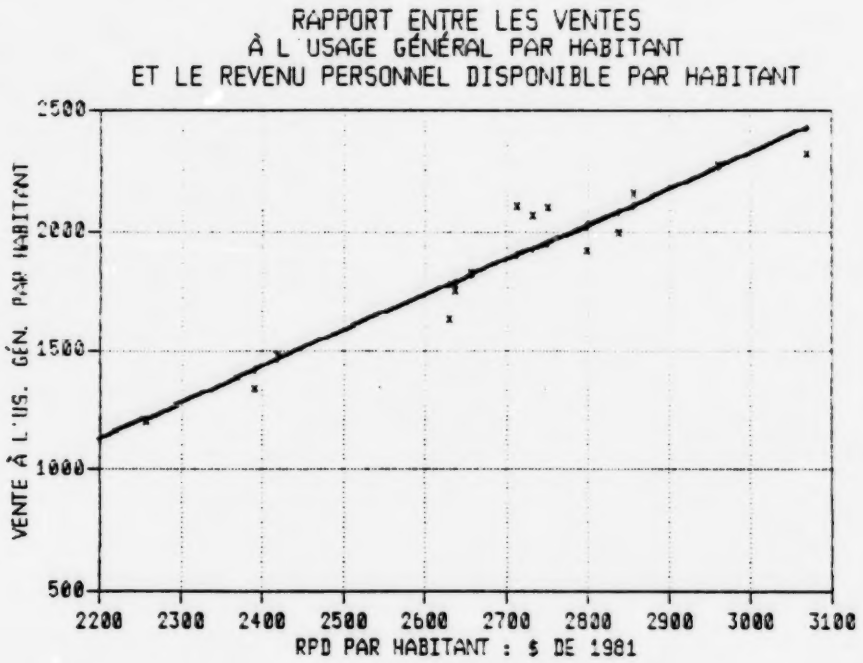
ANNEXE D

MODÈLE DE PRÉVISION DES BESOINS DE L'USAGE GÉNÉRAL

Le manque de données précises empêche d'utiliser un "modèle par usage" pour prévoir les besoins de l'usage général, comme on le fait pour ceux de l'usage domestique.

En accord avec la théorie économique de l'élasticité de la demande de services (services personnels et services publics) par rapport au revenu(1), la prévision se fonde sur le rapport entre les ventes à l'usage général par habitant et le revenu personnel disponible par habitant (voir figure D1). Le niveau de l'activité économique au Nouveau-Brunswick, pour sa part, détermine le niveau du revenu personnel disponible par habitant(2).

FIGURE D.1



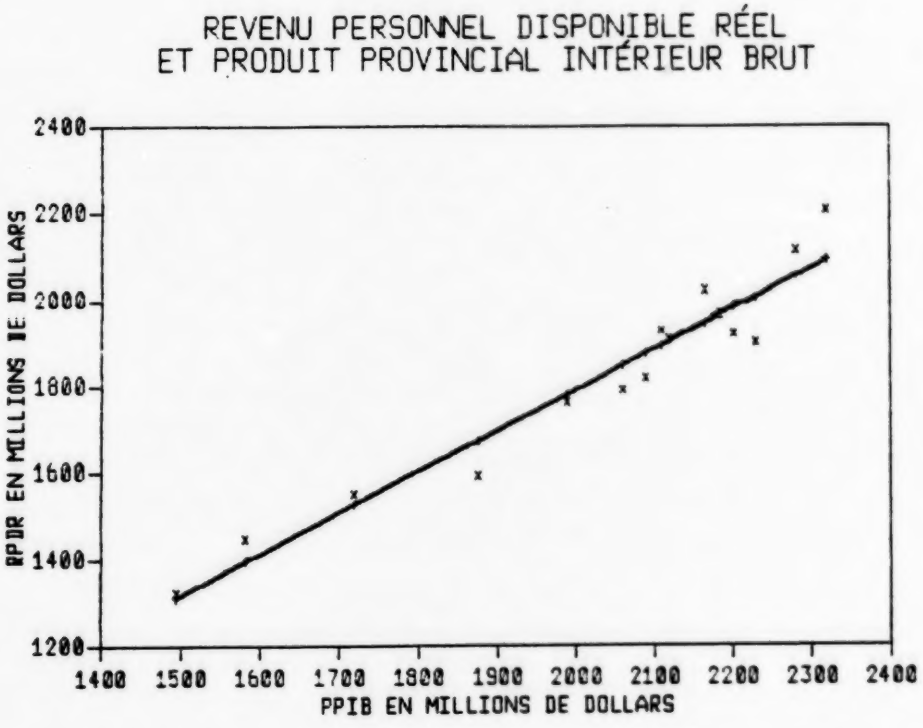
(1) L'élasticité de la demande de biens et services par rapport au revenu signifie qu'une augmentation de 1% du revenu produit une augmentation de plus de 1% de la demande de biens et services.

(2) Le Revenu personnel disponible (RPD) et le niveau global de l'activité économique, reflété par le Produit provincial intérieur brut (PPIB), sont corrigés pour tenir compte de l'inflation.

Une corrélation entre les ventes à l'usage général par habitant et le revenu personnel par habitant montre que, pour chaque augmentation de 1$ du revenu personnel disponible, les ventes à l'usage général augmentent de 1,36 kW.h. Par conséquent, on peut utiliser le rapport des prévisions du revenu personnel disponible et du nombre d'habitants pour prévoir les ventes à l'usage général.

La prévision démographique utilisée dans le modèle "par usage" pour la prévision des besoins de l'usage domestique s'applique également dans le cas présent (voir annexe A). Le revenu personnel disponible est associé à l'activité économique, reflétée par le Produit provincial intérieur brut (PPIB), comme indiqué dans la figure D2 ci-dessous. La présente prévision suppose un taux de croissance de 2,2% par an du PPIB au Nouveau-Brunswick fondé sur une prévision d'une augmentation à long terme de 2,9% pour le Canada(1), et sur le rapport historique montrant qu'entre 1971 et 1986 la croissance du PPIB provincial s'élevait à 76% du taux moyen pour le Canada.

FIGURE D.2



(1) Source: Data Resources Canada: Canadian Review, Four Paths to 1995, printemps 1982.

Après introduction des prévisions économiques et démographiques dans le modèle de prévision, on obtient un taux de croissance annuel moyen de 3,6% pour les ventes à l'usage général.

ANNEXE E

L'INDUSTRIE DES PÂTES ET PAPIERS

Entre les années financières 1971-1972 et 1986-1987, les ventes d'électricité à l'industrie des pâtes et papiers ont augmenté pour passer de 1015 GW.h à 2734 GW.h, soit un accroissement annuel moyen de 6,8% pour les quinze dernières années. En 1986-1987, ce secteur a consommé près de 74% de l'électricité garantie vendue à l'usage industriel-transport et 31% de l'alimentation totale à l'intérieur de la province. La présente annexe discute les perspectives à long terme de l'industrie des pâtes et papiers et les effets possibles de cette évolution sur la prévision des charges industrielles.

Les quatre facteurs-clés dont on tient compte pour prévoir les besoins en énergie électrique de cette industrie sont: (i) la disponibilité de la matière première, (ii) la demande des produits de cette industrie, (iii) le conditionnement du produit plus poussé qu'à l'heure actuelle et (iv) les effets de l'introduction de nouvelles électrotechnologies comme les pompes à chaleur à haute température.

(1) Disponibilité de la matière première: Des études scientifiques et empiriques approfondies sur la disponibilité du bois ont été effectuées par le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick (MRN). Les résultats de ces recherches indiquent qu'il n'existe: "...aucun problème immédiat en ce qui a trait à l'approvisionnement en bois et que, même en les pires circonstances, aucun problème ne se posera avant 15 ou 20 ans"[1].

---

(1) Bien aménager les forêts, c'est s'engager à agir, ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick.

L'alimentation en bois des industries en existence à l'heure actuelle n'a donc pas été considérée comme une contrainte dans la prévision de la charge de ce secteur. La prudence exige toutefois qu'on tienne compte des perspectives d'avenir de cette industrie au-delà des quinze ans de la période de prévision. Le rapport du MRN cité ci-dessus indique que, si on s'en tient aux méthodes d'aménagement forestier actuelles, la province connaîtra une légère pénurie de bois d'ici 30 ou 40 ans. Cependant, l'épuisement des ressources n'est pas imminent et ce secteur devrait donc continuer à être un gros consommateur d'électricité.

(ii) Demande des produits: L'Organisation pour l'alimentation et l'agriculture (OAA), un organisme des Nations Unies, poursuit des recherches poussées sur l'industrie des pâtes et papiers. Selon les évaluations de l'OAA, la demande pour ces produits chez les clients principaux du Canada, c'est-à-dire l'Amérique du Nord, l'Europe occidentale et le Japon, connaîtra une croissance annuelle moyenne d'un peu plus de 3%(2). En conséquence, les producteurs provinciaux dont les prix sont concurrentiels devraient être en mesure de maintenir au moins leur niveau d'exportations actuel.

(iii) Conditionnement plus poussé du produit: Citons, à titre d'exemple, l'ouverture récente d'une usine de production du papier couché léger par un procédé qui combine la pâte kraft et la pâte mécanique produites par deux usines existantes. L'usine de papier couché représente un marché garanti à environ 40% de la production des deux usines de pâte qui, précédemment, vendaient toute leur production sur le marché libre. L'usine de papier couché a été mise en exploitation en juillet 1986. Il y a toute probabilité qu'une seconde machine de production du papier couché sera installée prochainement(3). Les

---

(2) Voir le rapport provisoire du Comité consultatif des industries forestières à l'honorable Edward C. Lumley, ministre de l'Industrie et du Commerce et de l'Expansion industrielle régionale.

(3) Voir l'article "Second Paper Machine" publié dans le Telegraph Journal, Saint John, 86-04-14, p. 19.

autres possibilités de conditionement plus poussé du produit comprennent la conversion future à la production du papier journal ou d'autres types de papier appropriés de certaines usines qui, à l'heure actuelle, vendent de la pâte.

(iv) Introduction de technologies nouvelles: Des recherches récentes[4] établissent la possibilité d'utiliser l'électricité pour actionner des pompes à chaleur et un équipement de recompression mécanique de la vapeur pour faire usage de la chaleur résiduelle des décharges de vapeur. On estime que l'utilisation des pompes à chaleur dans les usines de papier journal pourrait produire une charge d'environ 35 MW[5]. L'utilisation possible des pompes à chaleur dans les usines à pâte kraft fait l'objet d'un projet de recherche de l'Association canadienne de l'électricité. Il y a aussi la possibilité d'utiliser l'électricité pour sécher le bois et le papier au moyen de radiofréquences (micro-ondes) dans une enceinte à vide[6].

(4) Utilisation des thermopompes industrielles, une étude des technologies de pointe, Rapport de recherche de l'ACÉ, 130 U SOA.

(5) Perspectives pour les pompes à chaleur dans les industries des pâtes et papier, et les industries chimiques, alimentaires et des boissons, Rapport de recherche de l'ACÉ, 327 U 435, septembre 1985.

(6) Les possibilités d'utilisation des procédés de séchage à l'électricité dans l'industrie canadienne, Rapport de recherche de l'ACÉ, 409 U 464, juin 1986.

ANNEXE F

L'INDUSTRIE MINIÈRE

Entre les années financières 1971-1972 et 1986-1987, le volume des ventes garanties d'électricité au secteur minier et aux fonderies de l'usage industriel-transport a augmenté pour passer de 356 GW.h à 683 GW.h. En 1986-1887, ce secteur a consommé 16% de l'électricité garantie vendue à l'usage industriel-transport et 6% de l'alimentation totale à l'intérieur de la province.

Les facteurs-clés dont on tient compte pour prévoir les besoins en énergie électrique de cette industrie sont: (i) la demande pour les produits, (ii) la possibilité d'ouvrir de nouvelles mines, (iii) la réouverture de mines fermées et (iv) la possibilité d'accroître l'électrification du secteur minier au moyen de l'application des nouvelles électrotechnologies.

(i) La demande pour les produits: La réduction de l'utilisation du zinc dans l'industrie automobile et de la teneur en plomb de l'essence ont causé une baisse du prix du zinc et a été un facteur dans la fermeture en 1984 de la plus petite des deux mines de zinc et de plomb. La demande pour le zinc et le plomb extraits actuellement dans la province est restée stable et on prévoit qu'elle le demeurera. La demande pour les autres minéraux, principalement la potasse, devrait aussi permettre l'exploitation continue des mines en existence.

(ii) Nouvelles mines: L'ouverture d'une troisième mine de potasse au Nouveau-Brunswick, prévue pour la fin des années 1980, a été retardée jusqu'après 1990 en raison de la stagnation prévue de la demande de potasse dans un proche avenir. Une mine d'or située près de Saint

John a été mise en exploitation en été 1986 et on prévoit qu'elle sera exploitée en permanence. On s'attend prochainement à l'ouverture d'une autre mine d'or dans la région de Bathurst.

(iii) Réouverture de mines fermées: La mine de zinc et plomb qui a été fermée en 1973 devrait être réouverte vers la fin de 1988. Des activités d'exploration sont en cours à une autre mine de cuivre, zinc et plomb qui a été fermée en 1984. Il est probable que la mine d'antimoine réouverte en 1985 continuera en exploitation pendant toute la période visée par la prévision. On s'attend à ce que la compagnie construise une fonderie sur le site de la mine pour transformer le sulfure d'antimoine extrait de la mine en antimoine métallique ou en oxyde d'antimoine. On estime que la fonte serait à la fois rentable et technologiquement faisable.

(iv) Accroissement de l'électrification: D'autres facteurs qui entraîneraient une croissance de la charge relative au secteur minier sont la possibilité d'utiliser un appareillage électrique pour la manutention des matériaux et l'exploitation minière et l'application d la technologie du séchage par infrarouge et des pompes à chaleur(1).

---

(1) L'Association canadienne de l'électricité parraine un projet de recherche pour calculer les possibilités de charge additionnelle relative à l'utilisation des pompes à chaleur dans l'industrie minière.